

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы			
<b>«Методы повышения нефтеотдачи на месторождениях Иркутской области»</b>			
УДК 622.276.6(571.5)			
Студент			
Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Иванова Анастасия Александровна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2018 г.

*Планируемые результаты обучения*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, ОК-8) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
P10	Планировать, проводить, анализировать, Обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК- 22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК- 27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с),(ЕАС-4.2-е)

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б43Т	Ивановой Анастасии Александровне

Тема работы:

<b>«Методы повышения нефтеотдачи на месторождениях Иркутской области».</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	пр. № 1220/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ по Х... и У... месторождению, фондовая и периодическая литература</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов,</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие понятия о методах увеличения нефтеотдачи</li> <li>2. Общие сведения о Х... месторождении.</li> <li>3. Геологическое строение месторождения.</li> <li>4. Описание технологии применения методов интенсификации притока жидкости к скважинам и эффективность их использования на У... месторождении</li> </ol>

<i>подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Заключение
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная схема месторождений нефти и газа Иркутской области. 2. Тектоническая карта юго-западной части Сибирской платформы. 3. Геологический разрез месторождения Х... 4. Геологическое расположение Ковыктинского газоконденсатного месторождения. 5. Варианты прохождения трассы газопровода с У... ГКМ. 6. Структурная карта У... месторождения по подошве парфеновского горизонта (данные сейсмических исследований).
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Макашева Юлия Сергеевна, ассистент
Социальная ответственность	Абраменко Никита Сергеевич, ассистент

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б43Т	Иванова Анастасия Александровна		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б43Т	Ивановой Анастасии Александровне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Амортизационные отчисления учитывающие отраслевую и региональную специфику.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные нужды

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет экономической эффективности выбранного технологического варианта разработки
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Расчет экономической эффективности выбранного технологического варианта разработки
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Вывод по результатам оценки эффективности разработки

**Перечень графического материала**

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б43Т	Иванова Анастасия Александровна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б43Т	Ивановой Анастасии Александровне

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Место работы оператора находится на кустовой площадке нефте-газового промысла на открытом воздухе.</p> <p>При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>[1] ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Федеральный закон от 22 июля 2008 года №123</p>

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов.</p> <p>Предельно допустимые концентрации согласно ГОСТ 12.1.005-88:</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> </ul>	<p>Механические опасности способные причинить травму в результате контакта объекта или его частей с человеком.</p> <p>Термическая опасность (средства защиты)</p> <p>Электробезопасность. Станция управления и повышающий трансформатор рассчитаны на рабочее напряжение до 4000 вольт, следовательно, работы относятся к классу повышенной опасности.</p> <p>Тепловыми источниками зажигания могут быть открытое пламя, электрическая искра, искры, образующиеся при ударе, заряды атмосферного электричества.</p>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Охрана окружающей среды – земной поверхности в районах бурения и разработки нефтяных месторождений, включая восстановление земель, мероприятия по предотвращению загрязнению почв, водоемов, атмосферы.</p> <p>Мероприятия по охране окружающей среды</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).</li> </ul>	<p>Для предупреждения развития аварий и локализации выходов нефти приняты инженерно-технические решения и проводятся организационно-технические мероприятия.</p> <p>Перечень возможных ЧС на объекте.</p> <p>Пожарная безопасность. Пожароопасными жидкостями и газами в добыче нефти и газа являются сырая нефть и попутный газ.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Правовые нормы трудового законодательства.</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Иванова Анастасия Александровна		



**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ- ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2018	Геологическое строение месторождения	20
15.03.2018	Текущее состояние разработки месторождения	15
16.04.2018	Техническая часть	35
11.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
17.05.2018	Социальная ответственность	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 85 страниц, 11 рисунков, 9 таблиц, 12 литературных источника.

**Ключевые слова:** Х... нефтяное месторождение, У... месторождение, методы повышения нефтеотдачи

**Объектом исследования является** (ются) – месторождения Иркутской области (на примере Х... и У... месторождения).

**Цель работы** – рассмотреть методы повышения нефтеотдачи пластов применяемые на месторождениях Иркутской области. Провести анализ эффективности применения методов воздействия на призабойную зону скважин.

**В процессе исследования** - Х... и У... месторождения были рассмотрены методы повышения нефтеотдачи такие как солянокислотная обработка и дополнительная перфорация скважин

**В результате исследования** установлено, что применение этих мероприятий может обеспечить существенный прирост извлекаемых запасов и текущий подъём добычи нефти как на разрабатываемых, так и на вновь вводимых нефтяных месторождениях.

**Экономическая эффективность/значимость работы:** экономическое обоснование и оценка результатов расчета показывают, что мероприятие по солянокислотной обработке скважин эффективно как с технологической, так и экономической точки зрения.

**В будущем планируется...** Среднее значение коэффициента извлечения нефти к 2020 году увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании программного пакета Microsoft Office 2010. Текстовая часть выполнена в Microsoft Office Word

2010, таблицы, графики и расчёты выполнены в Microsoft Excel 2010, презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point 2010

### **Список использованных сокращений**

КИН – коэффициент извлечения нефти;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ПАВ – поверхностно– активные вещества;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ВНК – водонефтяной контакт;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЗП – –призабойная зона пласта;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

СКО – солянокислотная обработка;

ГКО – глинокислотная обработка.

## Содержание

### Введение

1. Общие понятия о методах увеличения нефтеотдачи.....
  - 1.1. Коэффициент извлечения нефти.....
  - 1.2. Факторы, влияющие на полноту нефтеизвлечения.....
  - 1.3. Определение МУН.....
  - 1.4. Классификация МУН.....
  - 1.5. Обоснование выбора метода увеличения нефтеотдачи.....
2. Х... месторождение.....
  - 2.1. Характеристика района работ.....
  - 2.2. Геологическая часть.....
    - 2.2.1. Геолого - геофизическая характеристика месторождения.....
    - 2.2.2. Стратиграфия.....
    - 2.2.3. Тектоника.....
    - 2.2.4. Гидрогеология.....
    - 2.2.5. Нефтегазоносность.....
3. Описание технологии применения методов интенсификации притока жидкости к скважинам и эффективность их использования на Х... месторождении.....
  - 3.1. Особенности добычи.....
  - 3.2. Соли в составе нефти .....
  - 3.3. Принцип проведения перфорации.....
4. У... месторождение.....
  - 4.1. Характеристика района работ.....
  - 4.2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....
  - 4.3. Геологическое строение месторождения и залежей.....
  - 4.4. Применение глиноукислоты.....
  - 4.5. Обработка скважин соляной кислотой.....
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....
  - 5.1. Экономическое обоснование солянокислотной обработки.....

5.1.1. Расчет трудоемкости работ.....	
5.1.2. Расчет экономических затрат на проведение СКО.....	
5.1.3. Расходы на заработную плату.....	
5.1.4. Расходы на дополнительную заработную плату.....	
5.1.5. Отчисления на социальные нужды.....	
5.1.6. Расходы на основной и вспомогательный материалы.....	
5.1.7. Цеховые расходы.....	
5.1.8. Транспортные расходы.....	
5.1.9. Общие прямые затраты.....	
5.2. Расчет экономического эффекта от проведения СКО.....	
5.2.1. Эксплуатационные расходы на дополнительно добытую нефть....	
5.2.2. Экономический эффект.....	
6. Социальная ответственность.....	
6.1. Характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов.....	
6.1.1. Освещение на рабочем месте.....	
6.1.2. Метеорологические факторы.....	
6.2. Анализ опасных факторов.....	
6.2.1. Механическая опасность.....	
6.2.2. Термическая опасность.....	
6.2.3. Пожарная безопасность.....	
6.2.4. Электробезопасность.....	
6.3. Правовые нормы трудового законодательства.....	
6.3.1. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	
7. Охрана окружающей среды.....	
Заключение.....	
Список литературы.....	

## **Введение**

В ходе реализации «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» намечено «стимулирование эффективного недропользования на основе полного и комплексного извлечения топливно-энергетических ресурсов из недр, увеличения коэффициента извлечения нефти».

В качестве приоритетных выделены следующие направления научно-технического прогресса в энергетическом секторе «Нефтяного комплекса»: 1) увеличение коэффициента извлечения нефти (КИН) на разрабатываемых и вводимых в разработку месторождениях углеводородов, в том числе их нетрадиционных видов (тяжелой (высоковязкой) нефти природных битумов); 2) внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Таким образом, масштабное применение МУН будет определять стратегию развития нефтедобывающих компаний в ближайшем будущем. Приоритет будет отдан комбинированным технологиям, многофункциональным способам воздействия на пласт, приводящим к наиболее полному извлечению нефти и имеющим проверенную экономическую модель.

# 1 Общие понятия о методах увеличения нефтеотдачи

## 1.1 Коэффициент извлечения нефти

Коэффициентом извлечения нефти (КИН) называется отношение количества нефти  $Q_t$  добытой из залежи или ее части с начала разработки в течение времени  $t$ , к балансовым запасам  $Q_b$  залежи:

$$\eta = \frac{Q_t}{Q_b} \quad (1.1)$$

Имеется несколько способов расчета конечного (проектного) КИН, из которых наиболее распространенным и полно отражающим суть КИН является покоеффициентный. Первоначально академик А. Л. Крылов предложил простую и физически обоснованную формулу для вычисления КИН:

$$\eta = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}}, \quad (1.2)$$

где  $K_{\text{выт}}$  - коэффициент вытеснения нефти рабочим агентом;  $K_{\text{охв}}$  - коэффициент охвата продуктивного пласта процессом вытеснения.

С тех пор было немало попыток уточнить, дополнить структуру формулы с целью учесть многочисленные факторы, влияющие на нефтеотдачу. В результате вместо двух сомножителей в рассмотрение вводилось до шести.

Опираясь на представленные формулы, представляется достаточной формула, учитывающая три физически содержательных коэффициента

$$\eta = K_{\text{выт}} \cdot K_{\text{охв}} \cdot K_{\text{зав}}, \quad (1.3)$$

где  $K_{\text{зав}}$  - коэффициент заводнения - отношение количества нефти, вытесненной из промытого объема пустотного пространства, в который проникла закачиваемая (или законтурная) вода при промывке его до заданной обводненности продукции скважин, к количеству нефти, вытесняемой из того же объема пустотного пространства при полной его промывке (когда скважины начнут давать чистую воду).

Численно  $K_{\text{охв}}$  равен отношению площади, охваченной процессом

вытеснения, к общей и зависит от геологической характеристики эксплуатационного объекта. Большое влияние оказывает также степень соответствия принятой системы разработки геологической характеристике объекта и условиям ее реализации. До настоящего времени при применении традиционных методов заводнения  $K_{выт}$  определяли лабораторным способом и считали постоянным. Однако, как показали аналитические данные, современные лабораторные методы занижают этот показатель. Кроме того,  $K_{выт}$  зависит и от других факторов (скорости вытеснения нефти, фильности-фобности коллектора, различных добавок к закачиваемой воде). Все это необходимо учитывать при определении влияния плотности сетки скважин (ПСС) на  $K_{охв}$  залежи заводнением. Следовательно, если мы занижаем  $K_{выт}$ , то завышаем  $K_{охв}$ . Таким образом, чтобы получить тот же охват, нужно бурить больше скважин. Это резерв увеличения добычи и КИН. Необходимо научиться определять  $K_{выт}$  для различных геолого-физических условий, в первую очередь совершенствуя лабораторные методы с дополнением их аналитическими способами.

Исходя из изложенного современные представления о нефтеотдаче зависят от достоверности сведений о геологическом строении конкретного объекта и применяемых технологий выработки пластов. Обе эти составляющие зависят от квалификации геологов и инженеров нефтяных компаний, а также от решений компаний и (или) ЦКР. Естественно обе составляющие должны объективно меняться во времени (меняются геологи, средства изучения геологического строения, технология, политика).

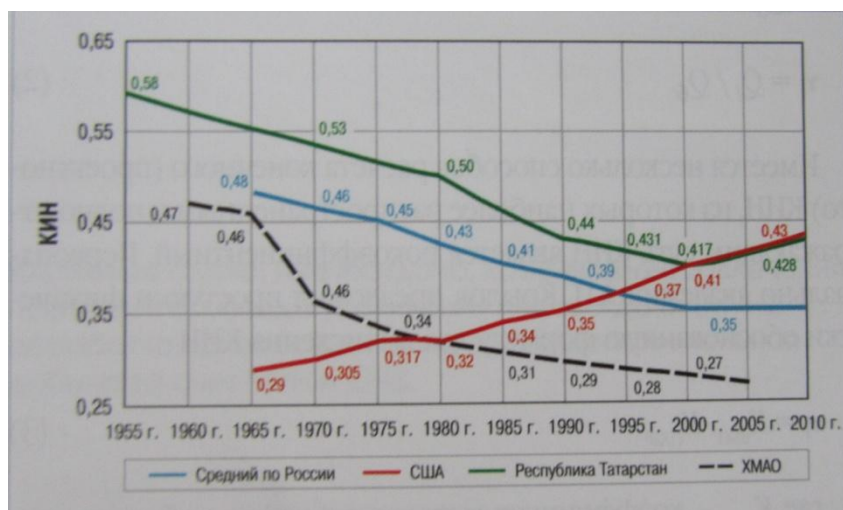




Рисунок 1.1- Динамика проектного КИН в России, Республике Татарстан, Ханты-Мансийском автономном округе и в США

На рисунке 1.1 приведена динамика проектного КИН в России и США. Из него видно, что КИН в РФ неизменно снижался, только в последние годы наметилась его стабилизация, которая объясняется установкой Минприроды РФ и ЦКР на его увеличение в 2006 г. А вот в США КИН постоянно повышается. При обсуждении на ЦКР данного графика возник спор. Тогда большинство членов комиссии усомнилось в этих цифрах, ссылаясь на отсутствие данных о геологических запасах США. Автор статьи сказал, что он опирался на данные В.Н. Щелкачева, большого знатока нефтяной промышленности США и Обязался представить их позже. Эти данные приведены впервые на рисунке 1.2.

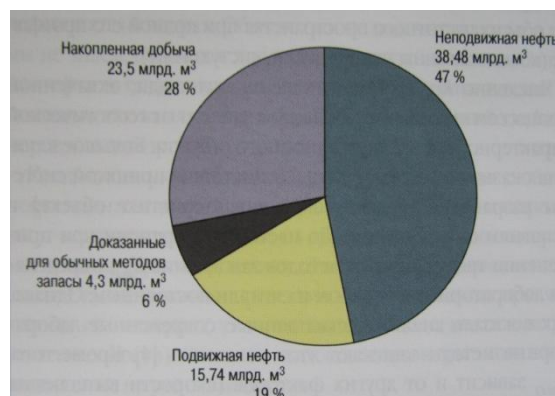


Рисунок 1.2 - Общая характеристика запасов нефти в США  
(по Е.Д.Воланду, 1988 г.)

Таким образом, уже в 80-х годах XX века США прогнозировали достижение КИН в среднем по стране 0,53. Сегодня в США качественным считается проект, обеспечивающий КИН, равный 0,65. На крупнейших месторождениях Саудовской Аравии стремятся к КИН, равному 0,6. Норвегия в сложных условиях считает возможным проектировать КИН на уровне 0,6. В Канаде такие значения КИН не считаются завышенными. Это обусловлено высокой техникой геологических исследований и новейшими технологиями, в которые эти страны вкладывают большие средства.

Некоторые специалисты пытаются объяснить снижение нефтеотдачи увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти в РФ. А что в США структура запасов не ухудшается? В работе отмечено, что «снижение коэффициента нефтеотдачи во многом связано с тем, что негативное изменение структуры запасов не компенсируется соответствующим совершенствованием используемых технологий нефтеизвлечения». Это совершенно правильно. Пора критично отнестись к данным вопросам. На сегодняшний момент ни нефтяные компании, ни государственные органы не принимают нужных шагов в этом направлении.

Необходимо отметить, что приводимые нефтяными компаниями данные не отражают динамику дополнительной добычи за счет методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Если в советское время строго учитывалась добыча нефти только за счет третичных МУН, то с началом рыночных реформ к МУН стали относить и методы обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ). Причем набор методов ОПЗ, включаемых в этот раздел, постоянно расширялся. В связи с указанным возникла необходимость отдельного учета третичных МУН и методов ОПЗ. Для этого ТО ЦКР Роснедра в апреле 2004 г. приняло решение о раздельном учете дополнительной добычи за счет гидродинамических, третичных МУН и методов ОПЗ скважин, уточнив классификацию данных методов.

После рассмотрения вопроса нефтеотдачи в ЦК КПСС во второй половине 70-х годов XX века специалисты ВНИИнефти составили технико-экономическое обоснование с прогнозом внедрения МУН в СССР до 1990 г. По нему предусматривался рост добычи за счет МУН от 11,3 млн. т в 1975 г. до 81,4 млн. т в 1990 г. Фактически было добыто всего 11,4 млн. т. Но и это тогда считалось достижением. Для того, чтобы улучшить отчетность, М.Л. Сургучев предлагал включить в добычу за счет МУН добычу за счет ОПЗ и даже гидродинамических методов. Но с ним не согласились даже тогда, зачем же это делать сейчас, ведь никакого реального роста добычи не происходит, искажается отчетность, создается видимое благополучие.

Согласно проверенным данным наши крупные нефтяные компании за счет МУН обеспечивают 31 % всей добычи нефти, хотя по существу не имеют сколько-нибудь крупных проектов реализации МУН (тепловых, газовых). США, активно внедряющие современные методы и на несколько десятилетий опередившие Россию в применении МУН всей своей технической и хорошей законодательной основой, добывают за счет МУН около 12 % всей нефти.

На рис. 1.3 показана динамика фактической (до 2010 г.) и расчетной (до 2030 г.) дополнительной добычи нефти за счет МУН и ОПЗ по «Татнефти» и малым нефтяным компаниям (МНК). Следует отметить, что объемы общей добычи за счет МУН и ОПЗ соответствуют фактическим, но в свете современных данных долю добычи нефти за счет МУН можно считать завышенной и требующей уточнения по результатам детального анализа.

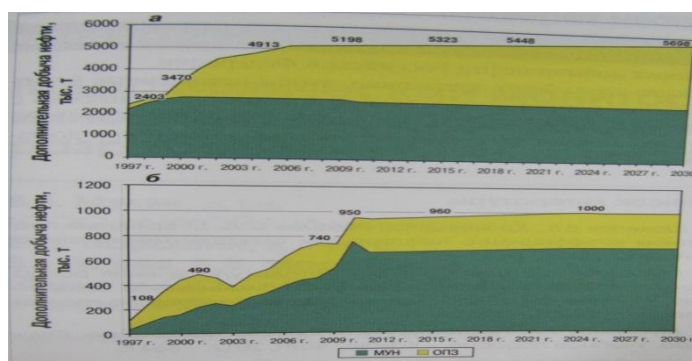


Рисунок 1.3-Динамика дополнительной добычи нефти за счет МУН и ОПЗ по ОАО «Татнефть» (а) и малым нефтяным компаниям (б)

В свете изложенного уже возникла необходимость общепринятого в РФ уточнения групп МУН, относящихся к третичным, с исключением методов, по существу являющихся ОПЗ. Пересчет объемов дополнительной добычи с разделением ее на добычу от МУН и ОПЗ с начала рыночных реформ до настоящего времени необходимо провести по всем нефтяным месторождениям России. Сегодня никто не может сказать, сколько нефти в России ежегодно добывается за счет третичных МУН. В этом вопросе необходимо как можно скорее навести порядок. В противном случае

невозможно проводить объективный анализ и повышать эффективность применения МУН. Одновременно необходимо разработать пригодную для общего применения методику определения прироста извлекаемых запасов за счет МУН, в том числе для оперативного учета ежегодного прироста запасов нефти. Это очень важно, так как второй составляющей ежегодного прироста запасов после прироста за счет традиционных методов геологоразведочных работ (ГРП) является увеличение извлекаемых запасов за счет МУН. Практически это уже сделано и даже опубликовано, надо только обсудить и принять скорректированное общее решение.

Сегодня в применении МУН существует масса недостатков. Основные из них следующие:

- нет четкого разделения добычи за счет МУН и за счет интенсификации (ОПЗ);
- отсутствует методика оперативного учета прироста запасов за счет МУН;
- нет системного подхода к внедрению МУН;
- отсутствуют крупные проекты внедрения МУН, в большинстве случаев они внедряются вообще без проектов;
- в нефтяных компаниях крайне осложнен и забюрократизирован доступ исполнителей на участки проведения работ и к информации о геологии и эффективности работ (о последнем недавно говорил Президент РФ В.В. Путин);
- отсутствуют приоритеты в применении различных технологий, не развита система сервисного использования МУН;
- в ряде случаев превалирует местническо-корыстный подход к внедрению МУН;
- требует коренного улучшения работа по подготовке и переподготовке научных и производственных кадров для углубленного изучения деталей геологического строения нефтяных месторождений и процессов нефтевытеснения, выбора объектов

внедрения МУН и геолого-промыслового анализа эффективности этого внедрения.

Устранение указанных недостатков - существенный резерв нефтедобычи. Кроме того, в нефтяной отрасли имеются огромные резервы прироста запасов и добычи как на вновь открываемых, так и на эксплуатируемых месторождениях в старых нефтедобывающих районах. Эти резервы, во-первых, связаны с плотными (ранее считавшимися некондиционными) коллекторами, которые надо выявлять современными методами исследования, во-вторых, с увеличением сравнительно низких проектных (фактических) КИН на новых месторождениях (0,1-0,25) и основных эксплуатируемых месторождениях (0,4-0,5) вследствие применения в основном только методов заводнения. Здесь в дальнейшем, на третьей и четвертой стадиях разработки, можно применять более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием. В данном случае потребуется уплотнение ранее применявшихся редких сеток скважин в основном за счет бурения нагнетательных горизонтальных (ГС), многозабойных (МЗС) скважин, а в отдельных случаях и добывающих МЗС. Это дорогостоящие мероприятия, но на Западе их уже применяют. Для того, чтобы в РФ появилась заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН от 0,4-0,5 до 0,6-0,7 и более, государству на этот период разработки месторождения необходимо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем оставить один налог - на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую жизнь. Существенное отставание России во внедрении более эффективных и дорогостоящих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но все зависит в первую очередь от решений государства.[2]<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К.Л 33 Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166с.

## **1.2 Факторы, влияющие на полноту нефтеизвлечения**

Физику пласта характеризуют природные факторы: источники пластовой энергии, естественные режимы работы залежей, фазовая проницаемость коллектора, нефтенасыщенность, характер смачиваемости пород коллектора, реологические свойства флюидов, распределение размера пор и другие параметры, характеризующие фильтрационные сопротивления в пласте.

Техногенные факторы, снижающие нефтеотдачу, обусловлены бурением скважин, их освоением и эксплуатацией, ремонтными работами.

К основным факторам, осложняющим разработку залежей и снижающих нефтеотдачу, относят следующие:

- неоднородность фильтрационно-емкостных свойств залежи;
- литологию, гранулометрический состав слагающих пород;
- соотношение фильтрующихся в пласте фаз;
- гравитационное разделение фаз.

Неоднородные пласты во многих случаях могут существенно отличаться по продуктивности, обводненности и плотности нефтеносности.

В неоднородных по вертикали пластах, имеющих отдельные низкопроницаемые пропластки, трудно обеспечить охват воздействием вследствие того, что в активную разработку будут включаться только высокопроницаемые слои. Неоднородность пласта по проницаемости при вытеснении нефти водой приводит к образованию так называемых языков обводненности, которые, обходя участки пласта с низкой проницаемостью, оставляют за собой зоны с нефтенасыщенностью, существенно выше остаточной.

Породы-коллекторы содержат от 1 до 10 % глинистых минералов. В плотных породах глины часто являются цементирующим веществом и могут покрывать стенки пор.

При контакте с водой, минерализация которой отличается от пластовой, вследствие гидратации глинистых минералов их объем может увеличиваться в 8-10 раз по сравнению с первоначальным, что приводит к блокированию ранее проницаемых каналов. Одновременно с набуханием происходит и диспергирование глинистых минералов на одно или многокристаллические частицы. Дисперсные частицы могут перемещаться с жидкостью, пока не встретят поры с меньшими размерами, где они осаждаются, блокируя поровые каналы и создавая так называемый клапанный эффект.

При извлечении нефти в пластовых условиях проявляются силы, оказывающие потоку сопротивление (силы трения). Как правило, они пропорциональны скорости движения. Силы трения возрастают при увеличении вязкости нефти, которая в пластовых условиях повышается в процессе разработки по мере падения пластового давления вследствие того, что из нее выделяется растворенный газ.

Одна из основных причин неполного извлечения нефти из недр – действие капиллярных сил на контакте нефть – вытесняющая жидкость. В гидрофобной породе капиллярные силы препятствуют продвижению мениска, поэтому контакт нефть – вода более подвижен в порах большого диаметра, при этом нефть защемляется в порах малого диаметра.

В гидрофильной породе наблюдается обратное явление: за счет капиллярных сил контакт нефть – вода с большей скоростью перемещается в порах малого диаметра, а нефть защемляется в крупных порах.

Различное фазовое состояние флюидов в пласте также влияет на полноту извлечения нефти из недр. Известно, что если пористая среда насыщена двумя несмешивающимися жидкостями, то при предельной остаточной насыщенности одной из них ее фазовая проницаемость равна нулю. Это объясняется тем, что остаточная жидкость разбивается в поровых каналах на отдельные капли, которые в равновесных условиях изолированы и неподвижны.

Объемное содержание остаточной жидкости в порах может быть довольно высоким. Это явление определяет остаточную нефтенасыщенность обводненных пластов.

На величину и структуру остаточной нефти влияют рост содержания полимерных компонентов (смола и асфальтенов), снижение газосодержания, повышение вязкости нефти, которые в общей сложности приводят к увеличению степени гидрофобизации поверхности горной породы и доли пленочной нефти, а также изменению структурно-механических свойств нефти в сторону упрочнения.

До начала разработки газ, нефть и пластовая вода находятся в статическом равновесии и распределены в соответствии с их плотностью. В процессе добычи это равновесие нарушается из-за создания градиента давления, особенно высокого в призабойной зоне добывающих скважин. При превышении градиентом давления определенного уровня может наступить прорыв воды в скважину, что способствует образованию конуса и перекрытию зон фильтрации нефти к скважине, так как вода подвижнее нефти. Конусообразование приводит к большим потерям в недрах извлекаемых запасов.[2]<sup>2</sup>

### **1.3 Определение МУН**

Ниже приведены определения УМР и МУН. Эти определения заимствованы из глоссария Американского общества инженеров-нефтяников (SPE E&P Glossary, 2009).

Усовершенствованные методы разработки (IOR) - это «любые методы, в основном направленные на изменение режима залежи и повышение нефтеотдачи, которые обеспечивают улучшение притока углеводородов из пласта в скважину или извлечение дополнительной нефти после того, как применение первичных и вторичных методов добычи нефти (закачки воды или газа) стало нерентабельным».

---

<sup>2</sup> Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Л 33 Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов : Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166с.



Первичные методы добычи нефти - это «добыча без воздействия на пласт (без закачки в пласт воды или газа с целью поддержания пластового давления)».

Вторичные методы добычи нефти - «добыча с воздействием на пласт (с закачкой в пласт воды или газа с целью поддержания пластового давления)».

Методы увеличения нефтеотдачи (EOR) - это «методы, направленные на увеличение степени извлечения из залежи углеводородов после завершения стадии добычи первичными методами».

То есть, МУН представляют собой третичные методы добычи. Однако сделаем оговорку в том смысле, что не существует причин теоретического или технического характера, препятствующих применению МУН на любой стадии разработки. Исходя из этого, определение МУН таково: «группа технологий добычи, предусматривающих закачку в пласт флюидов для увеличения нефтеотдачи на любой стадии разработки (осуществляемой с применением первичных, вторичных или третичных методов) и имеющих целью увеличение конечной нефтеотдачи по сравнению с уровнем, достигнутым с применением традиционных первичных и вторичных методов (закачка в пласт воды или газа)».[3]<sup>3</sup>

#### **1.4 Классификация МУН**

Обработка призабойной зоны пласта (интенсификация добычи)- процесс, увеличивающий (восстанавливающий) характеристики призабойной зоны пласта, при этом извлекаются те же вовлечённые запасы нефти, только за разные сроки.

Методы увеличения нефтеизвлечения (МУН)- это такие методы воздействия на пласт, которые позволяют получать дополнительные объёмы нефти по сравнению с базовыми вариантами разработки. Таким образом, применение МУН увеличивает извлекаемые запасы по сравнению с базовым вариантом разработки. На практике МУН нередко применяют в

---

<sup>3</sup> Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. М., Недра, 1985

качестве базовых- это в первую очередь тепловые методы (внутри пластовое горение, парогравитационное воздействие).

Классификация МУН по типу рабочего агента.

1. Гидродинамические методы- управление заводнением, включая нестационарное ( циклическое) заводнение с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, ввод недренируемых запасов, форсированный отбор жидкости, технология оптимальной выработки пласта, геолого-физические методы, связанные с с комплексными технологиями разработки залежей с трудноизвлекаемыми запасами, барьерное заводнение на газонефтяных залежах.

2. Химические методы- полимерное воздействие на пласте использование «сшитых» полимеров, полимерное заводнение в сочетании с вязкоупругими составами, закачка состава на основе эфиров целлюлозы, закачка щелочной полимер-суспензионной композиции, применение биополимеров, закачка РИТИНа, применение вязкоупругими систем, закачка композиции СНПХ 9630, использование полисила, применение сернокислого алюминия, вытеснение нефти водными растворами ПАВ и др.), Комплексные технологии на их основе.

3. Тепловые методы- закачка горячей воды, закачка пара, закачка внутрипластового горения ( сухое внутрипластовое горение, влажное внутрипластовое горение, сверхвлажное внутрипластовое горение), комбинированные технологии теплового воздействия.

4. Газовые методы - закачка газа ( воздействие углеводородным газом, применение азота, воздействие двуокисью углерода, воздействие дымовыми газами и др.).

5. Микробиологические методы - закачка или активация пластовой микрофлоры, закачка метаболитов ( медассная технология).

6. Физические методы - волновые методы, основанные на создании нелинейных волновых возмущений различных частот и амплитуд в пластовой среде и закачиваемыми флюидами.

В ряде случаев к методам увеличения нефтеизвлечения относят и следующие виды воздействия на залежи и месторождения:

- разукрупнение объектов разработки;
- бурение горизонтальных скважин;
- гидроразрыв пласта.

Но эти воздействия нередко только интенсифицируют процесс добычи и правильнее относить их к МУН по итогам воздействия только после специального анализа. Правильнее такие методы, без которых иногда невозможно рентабельно разрабатывать месторождение, можно отнести к методам, обеспечивающим достижение экономически приемлемых величин КИН по месторождению, не всегда приводящие к приросту величины конечного КИН.

Классификация МУН по стадии разработки.

Первичная добыча (естественный режим разработки).

Вторичная добыча (заподнение, нагнетание углеводородных газов, циклическая закачка газа или воды).

Третичная добыча (термические или тепловые, химические, газовые, микробиологические, физические методы).

Классификация МУН по масштабу воздействия.

Полнота процесса нефтеизвлечения определяется параметрами, характеризующими воздействие на пласт и флюиды в микро- и макромасштабе. В микромасштабе процесс принято количественно оценивать через коэффициент вытеснения, а в макромасштабе – коэффициент охвата.

Основной целью применения МУН считается увеличение нефтеизвлечения, т.е. прирост извлекаемых запасов на конкретном месторождении.

Недостатки современных МУН:

- большая наукоемкость и высокая технологичность (прежде, чем применять тот или иной метод, необходимо провести немалое

- число лабораторных методов, иногда приходится разрабатывать специальные виды оборудования для промышленной реализации);
- многие МУН энерго- и материалоемкие; часто стоимость промышленной реализации МУН высока (до 70% затрат парогравитационного метода относится к промышленному обустройству, которое необходимо обеспечить до начала реализации метода);
  - нередко эффект от применения отложен во времени, т.е. период окупаемости может быть значителен;
  - ряд МУН могут быть экологически опасны.

Критерии применимости МУН- это интервалы значений геолого-физических параметров, при которых была получена технологическая эффективность метода увеличения нефтеизвлечения.[4]<sup>4</sup>

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Гидродинамические методы:

- изменение направления фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости.

2. Физико-химические методы:

- вытеснение нефти водными растворами ПАВ (включая пенные системы);
- вытеснение нефти растворами полимеров;
- вытеснение нефти щелочными растворами;
- вытеснение нефти композициями химических реагентов, в т. ч. мицеллярные, мицеллярно-полимерные растворы;

---

<sup>4</sup> Е.В. Леванова. Разработка нефтяных месторождений. Курс лекций. по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для бакалавров направления 21.03.01 (131000) «Нефтегазовое дело», профиля «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти». всех форм обучения. Альметьевск 2014.

- вытеснение нефти растворителями.

### 3. Газовые методы:

- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

### 4. Тепловые методы:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрипластовое горение;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

### 5. Волновые (вибросейсмические, электромагнитные, акустические).

### 6. Микробиологические методы.

С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический, тепловой и химический (термохимические) и так далее.

Гидродинамические методы применяются на месторождениях, разрабатываемых с применением холодного заводнения и относятся к методам регулирования, направленным на увеличение охвата пласта заводнением. Эти методы не относятся к современным методам повышения нефтеотдачи, так как при их применении не меняется механизм вытеснения нефти по сравнению, например, с естественным упруговодонапорным режимом. Поэтому применение гидродинамических методов позволяет повысить нефтеотдачу пласта не более чем на 5-8%.

К числу современных МУН во всём мире относят тепловые, физико-химические и газовые методы, которые способны кардинально повысить нефтеотдачу пласта.

В настоящем пособии рассматриваются физико-химические газовые методы, которые нашли наиболее широкое промышленное применение на отечественных и зарубежных месторождениях. Дается краткая характеристика микробиологических и волновых методов, которые пока применяются в ограниченном масштабе.

В связи с возросшей актуальностью вовлечения в активную разработку огромных ресурсов высоковязких нефтей и битумов в мире и в России в частности, а также учитывая, что основной технологией разработки таких залежей считаются термические методы. [5]<sup>5</sup>

### **1.5 Обоснование выбора метода увеличения нефтеотдачи**

### **1.5 Обоснование выбора метода увеличения нефтеотдачи**

Все известные методы увеличения нефтеотдачи пластов применяют, как правило, на заключительной стадии разработки месторождений, когда проектная система разработки месторождения перестает быть экономически эффективной. В ряде случаев принятая система разработки оказывается не эффективной с самого начала эксплуатации месторождения, поэтому необходимо применение методов увеличения нефтеотдачи.

Для проектирования оптимальной технологии (системы) увеличения нефтеотдачи требуется следующее.

Детальные знания строения и состояния месторождений, изменение коллекторских свойств пластов, неоднородность пласта, распределение текущей нефтенасыщенности пластов по всему объему залежи.

Правильные представления о механизме и технологии процесса на основе лабораторного изучения его характеристик и эффективности при пластовых условиях (керна, жидкости, давление, температура).

Опытно-промышленные испытания метода – изучение эффективности в различных геолого-физических условиях и технологии на месторождениях.

Математическое моделирование процесса.

---

<sup>5</sup> Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014 – 127 с.

В связи со сложностью и высокой стоимостью новых методов увеличения нефтеотдачи следует проводить поэтапно (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Этапы проведения МУН

Этап	Цель
Лабораторное изучение	Определение характеристик процесса при пластовых условиях моделирования процесса на кернах, пластовых жидкостях, давлении и температуре
Промышленная демонстрация	Реализация процесса на малом участке
Промышленный опыт	Проведение процесса при реальных условиях с целью определения количественного технологического эффекта
Опытно-промышленные испытания	Испытание процесса при разных сетках скважин
Промышленное внедрение	Применение для увеличения добычи нефти и извлекаемых запасов

Такая последовательность этапов изучения и внедрения обязательна для обеспечения максимального эффекта.

При внедрении методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает проблема эффективного их применения. Чтобы выбрать наилучший метод, надо знать следующее:

- нефтенасыщенность пластов или степень их истощения, заводнения;
- свойства нефти и пластовой воды - вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей;

- коллектор и его свойства - песчаник, алевролит, известняк, проницаемость, толщину, неоднородность, прерывистость, расчлененность, глубину, удельную поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав;
- расположение и техническое состояние скважин;
- наличие материально-технических средств;
- отпускную цену на нефть;
- потребность в увеличении добычи нефти.[2] <sup>6</sup>

На основе многочисленных лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний методов увеличения нефтеотдачи пластов, проведенных в нашей стране, накоплены достаточно обширные знания и представления о количественных критериях, характеризующих свойства пластовой нефти, воды и пластов, для успешного их применения. Их анализ позволяет отметить некоторые характерные, общие для всех методов критерии, ограничивающие или сдерживающие применение всех методов.

1. Трещиноватость пластов. Предельная неоднородность пластов в этом случае вызывает быстрый прорыв дорогостоящих рабочих агентов в добывающие скважины и их нерациональное использование. Как отмечалось, объем трещин не превышает 1,5-2 % от общего объема пор пластов, а гидропроводность их может достигать 60-80 % от общей гидропроводности пластов. Поэтому в сильнотрещиноватых пластах при низком охвате рабочим агентом и малой дополнительной добыче нефти наступает предел экономической рентабельности процесса, даже при неоправданных затратах

2. Газовая шапка. Для всех методов весьма неблагоприятно наличие естественной или искусственной высокой газонасыщенности какой-либо части пласта, так как нагнетаемые рабочие агенты устремляются в газовую часть, обладающую в 20 - 100 раз более высокой проводимостью, чем

---

<sup>6</sup> Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Л 33 Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов : Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166с



нефтенасыщенная часть В результате, как и в трещиноватом пласте, происходит неэффективный расход рабочих агентов.

3. Нефтенасыщенность пластов. Высокая водонасыщенность нефтяного пласта (более 70-75 %) недопустима для применения всех известных методов увеличения нефтеотдачи по экономическим причинам, так как вытесняющая способность дорогостоящих агентов используется лишь на 25-30%, а остальная часть расходуется бесполезно на водонасыщенную часть пласта. Многие методы (горение, вытеснение паром, водорастворимыми ПАВ) неприменимы при нефтенасыщенности пластов менее 50%.

Таблица 1.2 - Методы увеличения нефтеотдачи пластов в зависимости от геолого-физических условий (смотреть приложение 1)

Таблица 1.3-Основные критерии для применения физико-химических агентов увеличивающих нефтеотдачу пластов (смотреть приложение 2)

Если основная часть остаточной нефти в пласте находится в заводненном объеме в рассеянном состоянии, то требуется применение методов, способных сделать ее подвижной (углекислый газ, мицеллярные растворы), а если большая часть остаточной нефти размещена в неохваченных слоях и прослоях, то требуются методы, повышающие охват вытеснением (полимеры, водогазовые смеси, щелочи). Поэтому нефтенасыщенность пластов перед началом применения методов увеличения нефтеотдачи пластов — очень важный определяющий критерий. Требуется тщательное конкретное изучение нефтенасыщенности пласта ее детерминированного распространения по объему залежей охвата заводнением и степени вытеснения в заводненном объеме, прежде чем принять решение о применении того или иного метода или технологии процесса. Совершенно однозначно установлено, что чем выше исходная средняя нефтенасыщенность пластов, тем выше абсолютный и относительный технологический и экономический эффект от любого метода увеличения нефтеотдачи пластов

Таблица 1.4 - Основные критерии для применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи пластов (смотреть приложение 3)

4. Активный водонапорный режим. Когда нефтяная залежь разрабатывается при активном естественном водонапорном режиме (обычно это небольшие по размеру залежи с высокопродуктивными пластами и малой вязкостью нефти), то при этом достигаются высокий охват пластов заводнением и низкая остаточная нефтенасыщенность пласта (менее 25—30 %) за счет вытесняющих свойств контурной или подошвенной пластовой воды. В этих условиях применение методов увеличения нефтеотдачи пласта осложняется тем, что либо достигаемая низкая остаточная нефтенасыщенность исключает возможность применения многих методов, либо краевые зоны залежей, находящиеся под активным водонапорным режимом, невозможно подвергнуть эффективному воздействию дорогостоящими рабочими агентами. Нагнетание их в законтурные скважины ведет к потере агентов, а во внутрикон-турные скважины — к снижению эффективности. [6]

5. Вязкость нефти. Этот фактор очень сильный и в большинстве практических случаев самый решающий по экономическим критериям. Все физико-химические методы, применяемые в совокупности с обычным заводнением, экономически оправданы только при вязкости нефти менее 25-30 мПа\*с. Полимерное заводнение допускает более высокую вязкость (до 100-150 мПа\*с) в высокопроницаемых пластах. Термические методы (вытеснение нефти паром, горение, пароциклические обработки) целесообразно применять при более высокой вязкости нефти, так как в этом случае достигается больший эффект снижения ее вязкости при нагреве. Однако при вязкости нефти более 500—1000 мПа\*с и тепловые методы с обычной скважинной технологией становятся уже нерентабельными. При такой высокой вязкости нефти требуется очень плотная сетка скважин (менее 1—2 га/скв), что связано с большими затратами, расходами энергии и не всегда экономически оправдывается. В этих случаях более целесообразной

может оказаться термошахтная разработка, допускающая бурение скважин на малом расстоянии друг от друга (20—50 м).

6. Жесткость и соленость воды. Для применения метода увеличения нефтеотдачи пластов важное значение приобретают свойства пластовой воды и воды, используемой для приготовления рабочего агента. Все физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов резко снижают свою эффективность при высокой солености, и особенно при большом содержании солей кальция и магния в пластовой воде, используемой для приготовления растворов, вследствие деструкции молекул, адсорбции химических реагентов, образования осадков, инверсии структуры и снижения вытесняющей способности растворов. Кроме того, для приготовления растворов любых химических продуктов из воды необходимо удалить кислород и биоорганизмы (бактерии), чтобы устранить условия для образования сероводорода в пласте, для разрушения растворов микроорганизмами и последующей коррозии оборудования. При тепловых методах эти свойства воды не имеют значения, если не считать, что для приготовления пара в парогенераторах также требуется чистая умягченная лишенная кислорода вода.

7. Глинистость коллектора. Высокое содержание глины в нефтеносных пластах (более 10%) противопоказано для всех методов увеличения нефтеотдачи пластов. При высоком содержании глины в пластах физико-химические методы снижают свою эффективность вследствие большой адсорбции химических продуктов. Адсорбция химических реагентов пропорциональна удельной поверхности пористой среды, которая для алевролитов и полимиктовых коллекторов в 10—50 раз выше, чем для кварцевых песчаников. В результате этого химические продукты выпадают из растворов, оседают в ближайшей окрестности нагнетательных скважин, а в основной части пласта нефть вытесняется обедненными растворами. Применение тепловых методов в высокоглинистых коллекторах, когда глина служит цементирующим материалом зерен породы, приводит к нарушению

консолидации пластов и большому выносу песка в добывающие скважины.[6]<sup>7</sup>

## **2 Х... месторождение**

### **2.1 Характеристика района работ**

В административном отношении Х... нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Катангском районе Иркутской области. Районный центр-поселок Ербогачен находится в 100 км северо-западнее месторождения, село Преображенка - в 50 км к западу. Наиболее крупные населенные пункты расположены: г. Киренск в 250 км юго-восточнее, г. Усть-Кут в 420 км юго-западнее от Х... месторождения.

Район слабо заселен и освоен, местность покрыта труднопроходимой тайгой. Обустроенных автомобильных дорог в районе месторождения нет.

В качестве источников энергоснабжения при проведении буровых работ на месторождении использовались дизельные станции внутреннего сгорания (ДВС), так как ЛЭП на территории месторождения отсутствуют.

Х... месторождение расположено в пределах Среднесибирского плоскогорья и представляет собой слабовсхолмленную равнину с относительными превышениями 120-150 м.

Ландшафты района существенно нарушены деятельностью человека, связанной в большинстве своем с разведкой и эксплуатацией месторождений нефти.

Данный ландшафтный район отличается развитием мерзлотно-болотных среднетаежных лиственничных типов ландшафтов, развитых на пониженных, слабо расчлененных по отношению ко всей территории трассы формах рельефа. Характерно наиболее широкое развитие многолетнемерзлых пород. Этому району присуще внедрение северо-таежных лиственничных мерзлотно-болотных типов ландшафтов и тундровых элементов - торфяных болот. Таежные ландшафты региона осложнены

---

<sup>7</sup> В.Алварado, Э.Манрик .Методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.,ООО "Премиум Инжиниринг", 2011.

ландшафтными элементами смежных единиц северной и южной тайги, что определяет их буферность (переходность). Резкая континентальность климата, развитие мерзлоты, процессов заболачивания и связанных с ними процессов, низкая биологическая активность растительных сообществ обусловили доминирование неустойчивых типов ландшафтов, которые значительно преобразованы антропогенной деятельностью.

На территории Х... НГМ в настоящее время обитает около 20 видов животных и птиц, являющихся объектами охоты.

В субмеридиональном направлении территорию месторождения пересекает р. Чона с ее многочисленными притоками, из которых по площади месторождения протекают: Нельтошка, Бирая, Молчалун, Игняла. Наряду с реками в районе месторождения имеются озера, старицы и болота. Озера большей частью пойменные и термокарстовые, развитые на плоских вершинах водоразделов и пологих склонах. Болота распространены по долинам рек и ручьев, относятся к типу надмерзлотных.

Климат района резко континентальный с продолжительной холодной зимой и жарким коротким летом. Среднегодовая температура -5 °С, -5,5 °С. В зимний период происходит промерзание грунтов на 1,5-2 м и островное развитие многолетней мерзлоты. Первые заморозки начинаются с конца августа. Толщина снежного покрова колеблется от 40 до 70 см и держится с октября по апрель. Среднегодовое количество осадков 300-500 мм в год. Преобладают юго - восточное и северо-западное направления ветров со скоростью 1-3 м/с.

К юго-западу от Х... месторождения расположены Дулисьминское (190 км), Ярактинское (250 км) и Марковское (310 км) нефтегазоконденсатные месторождения, запасы которых утверждены ГКЗ, соответственно, в 1989, 1978, 1969 годах (рисунок 2.1).

Рисунок 2.1- Обзорная схема месторождений нефти и газа Иркутской области (смотреть приложение 4)

## **2.2 Геологическая часть**

### **2.2.1 Геолого-геофизическая характеристика месторождений**

Открытие Х... нефтегазоконденсатного месторождения датируется 1978 г., промышленная нефтегазоносность установлена в 1981 г.

Геологоразведочные работы осуществлялись ПГО "Востсибнефтегазгеология" и ПГО "Иркутскгеофизика" в период 1977-1993 гг. В период с 1993 по 2002 гг. недропользователем являлось ОАО «РУСИА-Петролеум», в настоящее время - ОАО «Верхнечонскнефтегаз» обладает лицензией на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение недр на Верхнечонском нефтяном месторождении (серия ИРК № 11287 НЭ от 22 августа 2002 г.). Площадь лицензионного участка - 1481,6 кв. км.

Верхнечонская структура была подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1976 г.

Х... месторождение многопластовое, с залежами структурно-литологического типа, с элементами стратиграфического выклинивания и тектонического экранирования и является сложным при выявлении и прослеживании контуров нефтегазоносности в процессе поисково-разведочного бурения. Тем не менее, соотношение количества скважин, вскрывших залежи нефти и газа, к скважинам, оказавшимся за пределами контура нефтеносности, свидетельствует в целом о достаточно удачной расстановке сети разведочных скважин.

Разбуривание базисного объекта разведки месторождения производилось по ползучей системе от известного к неизвестному с корректировкой мест заложения скважин по получаемым результатам, что оправдано в условиях резкой фациальной неоднородности продуктивных пластов Верхнечонского горизонта. Расстояния между скважинами изменялись от 2-3 км в зонах с большими эффективными толщами до 4-6 км на периферийных участках и в зонах газового насыщения.

Всего пробурено 3 параметрических, 8 поисковых и 87 разведочных скважин.

На основе всего объема данных сейсморазведочных работ и поисково-разведочного бурения были геометризированы площади основных залежей и представлена модель их геологического строения, которая принята за основу для подсчета запасов по категории C1+C2.

Несмотря на довольно высокую степень изученности, анализ фактического материала показывает, что месторождение нуждается в доразведке. Это касается в основном залежей нефти категории C2 в отложениях преображенского и осинского горизонтов, а также отдельных блоков и участков залежей верхнечонского горизонта, в которых нефтеносность определена по данным ГИС, но не подтверждена результатами опробования.

### **2.2.2 Стратиграфия**

Расчленение разреза на стратиграфические комплексы (свиты, подвиты) было выполнено в работе 1994 г. «Подсчет запасов нефти и газа Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения» и осуществлялось по стандартному комплексу ГИС (геофизических исследований скважин) с помощью региональных реперов, в качестве которых использовались пласты доломитов большой толщины, залегающие в подошве нижнеданиловской подсвиты; осинский пласт в подошвенной части усольской свиты. Для глинистых доломитов характерно повышение показаний на кривых ГК (гамма-каротаж) и снижение - на КС (каротаж сопротивлений) и НГК (нейтронный гамма-каротаж). Приуроченность реперов к стратиграфическим границам позволила однозначно расчленить разрез по каждой скважине.

Х... месторождение приурочено к гемиянтиклинали северо-западного простирания, осложняющей северо-западный склон Пеледуйского поднятия, расположенного на юго-восточном склоне Непско-Ботубинской антеклизы.

### **2.2.3 Тектоника**

Х... месторождение приурочено к гемиянтиклинали юго-восточного простирания, входящей в состав Непско-Ботубинской антеклизы и осложняющей западный склон Пеледуйского куполовидного поднятия.

Представление о тектоническом строении месторождения сформировалось в результате обобщения комплекса сведений, полученных по материалам геолого-съемочных, структурно-картировочных, геофизических исследований и глубокого бурения.

Складка представляет собой изометричную вытянутую структуру юго-восточного простирания, отчетливо выраженную по структурным подсолевым и, особенно, базальным поверхностям осадочного чехла.

В строении гемиянтиклинали выделяются два структурных яруса: фундамент, представленный кристаллическими породами протерозой-архейского возраста, и осадочная толща, представленная отложениями нижнего, среднего и верхнего кембрия, нижнего отдела карбона и нижнего отдела юры, общей толщиной от 1176 м до 1729 м (без траппов).

В верхней части фундамента сформировалась кора выветривания, возникшая в результате преобразования магматических пород под влиянием факторов выветривания.

В осадочном чехле выделяются три структурных комплекса пород: подсолевой, солевой и надсолевой.

Принципиальное совпадение структурных планов отмечается по поверхностям фундамента, подсолевых отложений и осинского горизонта, а все вышележащие дислоцированы более сложно. Это обусловлено проявлением соляной тектоники, внедрением пластовой интрузии долеритов и, предположительно, гипергенным выщелачиванием каменных солей ангарской свиты.

Рисунок 2.2 Тектоническая карта юго-западной части Сибирской платформы (смотреть приложение 5)

Условные обозначения: - изогипсы по кровле даниловской свиты; - тектонические нарушения; - зоны отсутствия сейсмического материала; - скважины глубокого бурения; - месторождения нефти и газа; - административные границы Иркутской области; - Ангаро - Ленский



лицензионный участок; нефтегазоперспективные объекты: - резервный фонд (подготовленные объекты); - выявленные; - введенные в бу.

Структурные поверхности подсолевого комплекса характеризуются наибольшей точностью построений, поскольку, кроме глубокого бурения, они изучены и сейсморазведочными работами, включающими детализационные исследования методом общей глубинной точки (МОГТ). Здесь фиксируются локальные пикативные изменения (осложнения) в виде структурных носов, выступов, террас, куполов, выраженность которых не превышает 5-10-15 м.

В разрезе Верхнечонской площади четко обособляются четыре стратиграфических интервала, отличающихся степенью дислоцированности - кристаллический фундамент, включая его кору выветривания; отложения терригенного, подсолевого карбонатного и нижней части галогенно-карбонатного (до кровли бельской свиты включительно) комплексов; отложения ангарской, литвинцевской, верхоленской свит и, наконец, отложения карбона и юры.

По поверхности кристаллического фундамента фиксируется отчетливо выраженный выступ, осложненный малоамплитудными смещениями различных знаков, а в северо-восточной части площади - грабен.

По базисному горизонту ВЧ1 выраженность складки несколько снижается с соответствующим уменьшением ее высоты.

По горизонтам подсолевого карбонатного и галогенно-карбонатного комплексов, вплоть до кровли бельской свиты включительно, проявляется удовлетворительная унаследованность структурного плана от целевых горизонтов.

По маркирующим поверхностям булайской, ангарской, литвинцевской и верхоленской свит фиксируется резкое усложнение структурного плана вплоть до обособления ряда локальных куполов и мульд.

Влияние интрузии долеритов на перекрывающие и вмещающие ее отложения (ангарская, литвинцевская, верхоленская свиты и карбон) более значительно, чем на подстилающие.

#### **2.2.4 Гидрогеология**

Водоносность Х... месторождения изучена по материалам глубокого и колонкового бурения, а также по данным изучения родников и рек.

В пределах месторождения водоносные горизонты проявляли себя как водопроявлениями, так и поглощениями промывочной жидкости. Были зафиксированы и самоизливы в верхоленской, литвинцевской, булайской свитах (в основном с глубин до 500 м). Поглощающие зоны отмечались в различных интервалах разреза. Интенсивность поглощений различная - от 0.1 м<sup>3</sup>/час до полной потери циркуляции.

По ГИС было выделено 15 водоносных объектов, рекомендованных для испытания в 14 скважинах глубокого бурения. В 10 объектах (9 скважин) насыщение подтвердилось, из 2 объектов в 2 скважинах получен приток фильтрата бурового раствора. Из 3 объектов (3 скважины) получены притоки нефти или газа.

Дебиты пластовой воды при динамических уровнях от 726-800 до 1580 м изменялись от 0.2-3.7 до 5.1-23.3 и в трех скважинах от 102 до 160 м<sup>3</sup>/сут.

Высокое содержание в пластовых водах полезных компонентов (лития, рубидия, цезия, стронция, калия, йода, брома, бора, марганца, натрия, кальция, магния, хлора) позволяет рассматривать их как сырьё для химической промышленности (таблица 2.1).

Таблица 2.1 - Содержание полезных компонентов и оценка экономической эффективности извлечения их из попутных подземных вод  
(смотреть приложение 6)

#### **2.2.5 Нефтегазоносность**

Х... месторождение находится на территории Непско-Ботубинской нефтегазоносной области, входящей в состав Ленско-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

Х... месторождение многопластовое, по степени геологического строения сложное. Установлено, что пласты не однородны по своему вещественному составу, повсеместно происходит фациальное замещение глин на песчаники. За основной репер сопоставления была взята подошва карбонатов нижнеданиловской подсвиты (преображенный горизонт). Были выделены нефтенасыщенные толщи пласта ВЧ1+2.

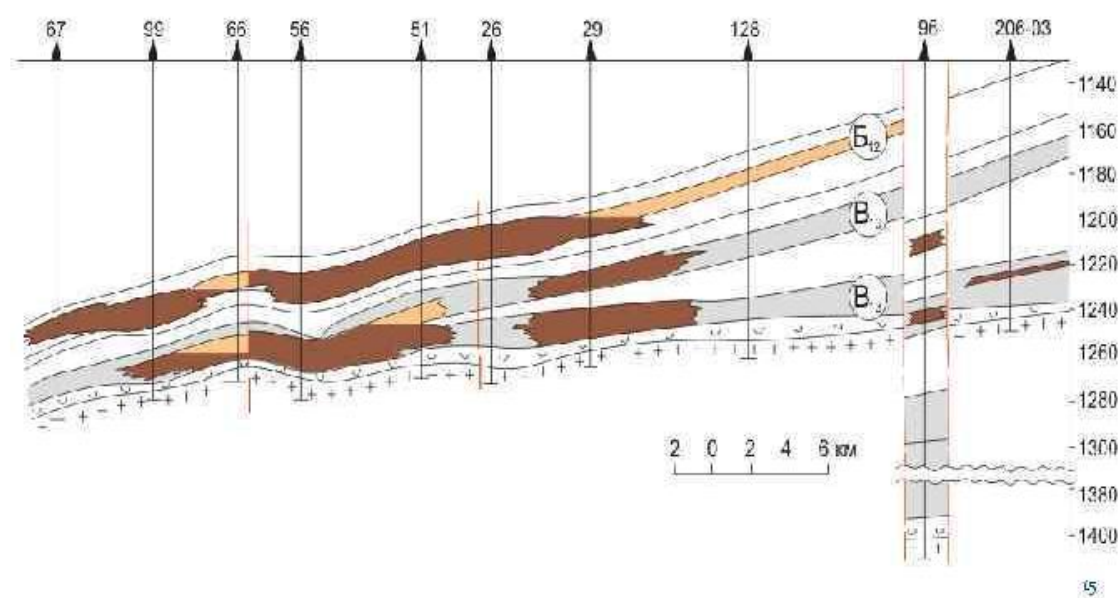


Рисунок 2.3- Геологический разрез

Промышленная нефтегазоносность на месторождении связана с песчаниками нижненепской подсвиты (верхнечонские пласты ВЧ1 и ВЧ2,), карбонатами нижнеданиловской подсвиты (преображенный пласт ПР.), карбонатами усольской свиты (осинский горизонт - пласт ОС).

Перспективными на нефть и газ на месторождении являются карбонаты верхнеданиловской подсвиты (усть-кутские пласты УК1 и УК2) и бельской свиты (христофорский пласт - ХР.).

Разведанные залежи углеводородов характеризуются сложным строением резервуаров в связи с невыдержанностью коллекторов как за счет изменения литологии пород, так и за счет локального засоления их порового пространства. Выделенные сейсморазведочными работами разрывные нарушения, контролируют залежи с разным по фазовому состоянию углеводородным насыщением пластов-коллекторов.

Кроме того, контролирующим элементом является также стратиграфический фактор, выраженный в выклинивании базального нижнего продуктивного пласта ВЧ2 и выклинивании глинистой перемычки между пластами ВЧ1 и ВЧ2.

При выделении подсчетных объектов руководствовались следующими критериями:

- взаиморасположение продуктивных пластов по разрезу;
- наличие надежных покрышек;
- тип коллектора, его литолого-физическая характеристика;
- получение промышленных притоков флюидов;
- различие в составе и свойствах насыщающих флюидов.

По состоянию изученности месторождения на 01.01.07 г. выявлено 18 залежей нефти и газа, из них 10 в песчаниках верхнечонского горизонта, 4 в доломитах преображенского горизонта, 4 в карбонатах осинского горизонта.

Разведанные залежи, из которых 5 - нефтяные, 9 - газонефтяные, 4 - газоконденсатные, неантиклинального типа, приурочены к флекуре северо-западного простирания пород подсолевого структурного этажа осадочного чехла.

Общая толщина верхнечонского терригенного комплекса по площади месторождения изменяется от 8 до 63 м. Уменьшение толщины происходит в направлении с юго-востока на северо-запад.

Представлен комплекс двумя продуктивными песчаниковыми пластами, разделенными в восточной и центральной частях площади месторождения аргиллитовой перемычкой. Аргиллиты зеленые и бледно-серые, тонкогоризонтально слоистые, гидрослюдистые. Толщина ее уменьшается с юго-востока к северо-западу от 22,0-31,0 м до 2,5-0 м. В сторону уменьшения толщины аргиллитов отмечается опесчанивание разреза.

Тип коллектора верхнечонских продуктивных пластов поровый. Типы выявленных залежей пластовые, стратиграфически, литологически и

тектонически экранированные. Значения пористости алевролитов и песчаников пласта по результатам ГИС и лабораторным данным до 18-22 %, редко 24-26 %, газопроницаемость до 262-2332 мД.<sup>8</sup>

---

<sup>8</sup> <http://mylektsii.ru/1-110336.html>

### **3 Описание технологии применения методов интенсификации притока жидкости к скважинам и эффективность их использования на Х... месторождении**

#### **3.1 Особенности добычи**

В 2008 началась добыча и транспортировка. К этому моменту было введено в действие 28 скважин, 2 УПН, нагревательные печи, сепараторные станции. В первый год было получено 156 тысяч тонн сырья. Ежегодный прирост добычи составлял в среднем 1,5 млн тонн: (1.0 млн. т; 1.4 млн. т, 2.4 млн. т, 2,0 млн. т, 2.0 млн. т, 0.6 млн. т). По результатам 2014 года ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (разработчик месторождения) досрочно вышло на плановый объем 2017 года. Этот показатель принят за расчетный уровень эксплуатации месторождения до 2020 года.

Восточно-сибирские месторождения имеют свое обличье и характер. Глубина их залегания составляет 2,7 км. При бурении необходимо пройти скальные породы, отложения солей. Пласты раздроблены, пронизаны трещинами, разломами. Часто наблюдается их вертикальное смещение. Для исследования фактической конфигурации нефтеносных слоев используются средства геонавигации, 3D-моделирование, пробное бурение. Скважины обязательно создаются с горизонтальными нагнетательными окончаниями длиной до полукилометра. Пласт с помощью углеводородных растворов продавливается к одному, кустовому стволу. Там нефть накапливается, замеряется и подается на УПН. Температура нефтяных слоев относительно других месторождений невысока. В процессе испарения газа она дополнительно падает еще на несколько градусов. В зимний период добыча не останавливается и при 58 градусах мороза. Нефть замерзает при – 35 градусах.[1]<sup>9</sup>

---

<sup>9</sup> Бинатов Ю. Г., Пельменёва А. А., Ушвицкий Л. И. Экономика нефтяного комплекса: ретроспективы, современность, прогнозы: Монография. Ставрополь: СевКавГТУ, 2005 – 193 с.

### 3.2 Соли в составе нефти.

Отсчет периода добычи «большой» нефти в Восточной Сибири справедливо начинать с ввода в промышленную эксплуатацию Х... нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ), расположенного на севере Иркутской области. Совместно с развитием производства на ВЧНГКМ стали актуальными процессы, осложняющие технологию добычи нефти и газа. Одним из них является солеобразование в нефтегазовых скважинах. В мировой практике оно представлено разными по химическому составу видами солей: сульфатами, карбонатами, сульфидами, хлоридами. На ВЧНГКМ преобладают хлоридные соли в виде галита ( $\text{NaCl}$ ) и сульфатные соли в виде гипса ( $\text{CaSO}_4 \times 2\text{H}_2\text{O}$ ).

На формирование солевых отложений на ВЧНГКМ влияют уникальные геологические и геохимические условия:

- (+12°C) пластовая температура флюида, понижающаяся на устье до -5°C за счет выделения газа и влияния многолетнемерзлых пород (ММП);
- низкое пластовое давление (150 атм на кровлю пласта) – среднее по месторождению (в некоторых скважинах ниже давления насыщения – 148 атм.), давление на забое работающих скважин – 90–135 атм., давление на устье – 25–30 атм;
- высокая минерализация пластовой воды, рассолов хлоридного кальциевого состава – до 500 г/дм<sup>3</sup> и плотностью 1,29 – 1,30 г/см<sup>3</sup>;
- засоление коллектора (заполнение пор галитом до 50% и более) и его рассолонение при фильтрации в пласте закачиваемой пресной воды системы поддержания пластового давления.

Основной объем добычи нефти на ВЧНГКМ осуществляется из терригенных пластов верхнечонского горизонта ВЧ1, ВЧ2, ВЧ1+2 вендского возраста.

### Солеобразование в виде хлоридов

Хлориды отлагаются в нефтяных скважинах от устья до призабойной зоны пласта и представлены хлоридом натрия – галитом ( $\text{NaCl}$ ). Принципиальным отличием от «обычных» условий отложения галита является низкое содержание воды в добываемой водонефтяной эмульсии, из которой происходит солеобразование от 1%, тогда как в работе приводятся сведения о том, что выпадение хлоридов возможно только из обратной эмульсии (нефть в воде). Однако на ВЧНГКМ кристаллы галита в микроформе присутствуют даже в безводной нефти. Лабораторными исследованиями на нефтепромысле были выявлены скважины с содержанием галита до  $10000 \text{ мг/дм}^3$  в безводной нефти (0,03%).



Рисунок 3.1- Кристаллы галита из скважины

### Солеобразования в виде сульфатов

Отложения сульфатов в виде гипса ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ) отмечаются в нефтяных скважинах от устья до призабойной зоны пласта с обводнением нефти от 30% [3]. Гипс представлен прозрачными бурыми кристаллами от 0,5 до 1,5 мм, рис. 3. В нагнетательных скважинах, в их ПЗП, а также в водоводах высокого и низкого давления системы поддержания пластового давления гипс на ВЧНГКМ не отлагается.





Рисунок 3.2- Кристаллы гипса из скважины

Образование гипса в добывающих скважинах на ВЧНГКМ происходит при смешении закачиваемых вод с высоким содержанием сульфат-иона – до 600 мг/ дм<sup>3</sup> с хлоридными кальциевыми пластовыми рассолами с содержанием сульфат-иона от 0 до 154 мг/ дм<sup>3</sup> и кальция до 115 г/дм<sup>3</sup>.

#### Солеобразования в виде карбонатов

В настоящее время отложения карбонатов встречаются на ВЧНГКМ в виде незначительного налета кальцитов (CaCO<sub>3</sub>) менее 1мм на поверхности погружного электродвигателя (ПЭД), также они присутствуют в качестве механических примесей в продукции нефтяных скважин. Увеличение интенсивности отложений карбонатов на Верхнечонском НГКМ возможно произойдёт на четвертой стадии разработки при росте обводнения фонда скважин до 90%. Удалять данные отложения в погружном оборудовании можно будет с помощью 6 %-ного водного раствора соляной кислоты, в ПЗП – с помощью 12 %-ного. Предупреждать отложения карбонатов эффективней всего с помощью ингибиторов солеотложений на основе ОЭДФК.<sup>10</sup>

### 3.3 Принцип проведения перфорации

Перфорация (лат. perforatio , т.е. пробурывание) - техника пробивания отверстий в колонне буровой скважины, напротив имеющегося участка продуктивного пласта для усиления или получения притока газа, воды, нефти в пласт или добычную скважину.

---

<sup>10</sup> <http://greenologia.ru/eko-problemy/proizvodstvo-neft/verhnechonskoje-mestorozhdenije.html>

## Способы перфорации скважин

Выбор способа перфорации скважин определяется с учётом конструкции скважины, геологии пласта, условий бурения, сопутствующих побочных эффектов и некоторых других факторов. При этом определяется плотность прострела, необходимый тип перфоратора, а также технология последующих работ. Выбранный метод перфорации сначала испытывается на стендах в условиях, приближённых к настоящим.

На сегодня есть несколько способов перфорации скважин, такие как:

- Торпедная перфорация;
- Пулевая перфорация;
- Кумулятивная перфорация;
- Пескоструйная перфорация;
- Кумулятивная перфорация.

В плотных породах при использовании метода кумулятивной перфорации создаются каналы глубиной от 200 до 250 мм (при увеличении мощности зарядов, глубина может быть больше) и диаметром от 16 до 18 мм. Тогда как пулевые перфораторы при тех же исходных данных создают каналы глубиной от 50 до 100 мм и диаметром от 8 до 11 мм. Иногда кумулятивную перфорацию следует применять совместно с торпедной и пулевой.<sup>11</sup>

### Пулевая перфорация

При подобной перфорации скважин пуля, двигается по стволу (каналу) перфоратора, а на отклоняющем участке определённым образом меняет направление своего полёта и уходит в продуктивный пласт. К тому же вертикальное расположение каналов перфоратора позволяет их делать довольно длинными, а скорость пули при высоком давлении пороховых газов заряда составляет около 900 м/с.

### Торпедная перфорация

---

<sup>11</sup> Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник / В. С. Бойко. - М. : Недра, 1990. - 426 с.

Перфорация торпедная выполняется аппаратами, которые опускаются на кабеле и стреляют разрывными снарядами, имеющими диаметр 22 мм.

#### Пескоструйная перфорация

Перфорация скважин пескоструйная - это абразивное и гидромониторное разрушение преград. В скважину под высоким напором закачивается жидкость с песком, в результате образуются чистые глубокие каналы.[10]<sup>12</sup>

### 4 У... месторождение

#### 4.1 Характеристика района работ

У... месторождение - перспективное газоконденсатное месторождение на востоке Иркутской области. Открыто в 1987 году кандидатом геолого-минералогических наук Г.Я. Шутовым. Для открытия месторождения был применен оригинальный метод Шутова- пассивная сейсморазведка.

Месторождение расположено в необжитой местности на востоке Иркутской области, в 450 км к северо-востоку от Иркутска, на территории Жигаловского и Казачинско-Ленского районов. Территория месторождения представляет собой высокогорное плато, покрытое тёмнохвойной тайгой (в отдельных районах - на вечной мерзлоте). Рельеф осложнён многочисленными долинами - каньонами.

Климат суровый, резкоконтинентальный. Холодная зима продолжается в течение пяти месяцев – от ноября по апрель. Наиболее холодные месяца - январь и декабрь. Абсолютный минимум в это время достигает -43,90 С . Устойчивый снежный покров удерживается в период с начала ноября до конца апреля, а по северным склонам – до середины мая. На открытых крутых южных и юго-западных склонах снег, как правило, почти не удерживается и, наоборот, накапливается в логах до 2-х м, а особенно на северных и северо-восточных их склонах, где слой снега достигает 5 м.

---

<sup>12</sup> Большой справочник инженера нефтегазодобычи: разработка месторождений, оборудование и технологии добычи: пер. с англ. / под ред. У. Лайонза, Г. Плизга. - СПб. : Профессия, 2009. - 952 с.

От высоты снежного покрова зависит и глубина промерзания грунтов. На лишенных снегового покрова участках она достигает 2,0-2,5 м, в логах и залесенных местах - не превышает 0,4-0,8 м, а по склонам долин рек, где имеются рассеянные выходы подземных вод, грунт совершенно не промерзает.

Наиболее жарким месяцем является июль, среднемесячная температура которого достигает 19,40. Максимальная температура 36,70. Сезонное колебание температуры имеет величину 80,60

Особое значение для условий отработки будут оказывать атмосферные осадки. Среднегодовая сумма осадков, по данным многолетних наблюдений ближайшего метеопоста, составляет 521 мм. Распределение осадков неравномерное. Наибольшая часть их (40-45%) выпадает летом, т.е. в жидкой форме.

Господствующими ветрами в районе являются южные и юго-западные. Ветры этих направлений имеют максимальную скорость 17-24 м/сек, среднегодовая скорость – 4,9-5,2 м/сек.

Рисунок 4.1- Геологическое расположение «У» газоконденсатного месторождения (смотреть приложение 7)

У... месторождение расположено в пределах Лено-Ангарского плато, входящего в южную часть Средне-Сибирского плоскогорья. Рельеф района резко пересеченный, склоны водоразделов крутые. Абсолютные отметки водоразделов достигают отметок - 1200 метров. Минимальные отметки в долинах рек Лена и Орлинга - 380 - 400 метров. Территория месторождения почти повсеместно покрыта лесами, которые, в основном, относятся к I категории. Плотность населения низкая, населенные пункты сосредоточены только в долине реки Лена. Вблизи месторождения и на его территории имеются месторождения гидроминерального сырья и строительных материалов.

Газоконденсатная залежь «У» ГКМ приурочена к терригенным отложениям, песчаникам - коллекторам нижнего кембрия-венда, залегающим

на глубине более 3000 метров. Высота залежи, расположенной в пределах очень крупной, литологически ограниченной ловушки, около 150 метров.

Подземные воды ордовикских отложений приурочены к песчаникам и трещиноватым доломитам усть-кутской и ийской свит. Водоносные горизонты этого комплекса вскрыты гидрогеологическими колонковыми скважинами, пробуренными для обеспечения водой ранее пробуренных в рассматриваемой зоне глубоких скважин.

Проектируемая трасса газопровода Ковыкта - Саянск - Иркутск находится в пределах Иркутской области. Она проходит по 10 административным районам области, включая: Жигаловский, Усть-Удинский, Балаганский, Зиминский, Заларинский, Аларский, Черемховский, Усольский, Ангарский, Иркутский. Данные районы имеют разную степень хозяйственной освоенности.

Участок трассы газопровода Ковыкта - Саянск проходит по территории Жигаловского, Балаганского и Усть - Удинского районов. Это старообжитые, но малонаселенные, депрессивные районы. Их территория удалена от магистральных транспортных путей и зоны интенсивного хозяйственного освоения области. Районы являются экономически малозначимыми в масштабах Иркутской области.

Запасы природного газа на месторождении оцениваются в 1,9 трлн кубометров газа, 2,3 млрд кубометров гелия и 115 млн т жидкого газового конденсата.

Проект разработки Ковыктинского месторождения предусматривает строительство магистрального газопровода протяженностью более 550 км по маршруту «Ковыкта - Саянск - Ангарск - Иркутск», газоразделительного и гелиевого заводов.

Рисунок 4.2- Варианты прохождения трассы газопровода с У... ГКМ  
(смотреть приложение 8)

## **4.2 Геолого-физическая характеристика месторождения**

### **4.2.1 Геологическое строение месторождения и залежей**

В геологическом строении района принимают участие только породы кайнозоя, которые слагают адырную зону полосы низких предгорий и равнину, находящуюся к северу от них. Они представлены нерасчлененными неогеновыми и древнечетвертичными отложениями, а также молодыми осадками четвертичного возраста.

У... газоконденсатное месторождение расположено на юге Сибирской платформы в пределах Ангара - Ленской ступени. Согласно нефтегеологическому районированию данная территория относится к Ангаро-Ленской нефтегазоносной области (НГО) Лено - Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). В настоящее время в пределах Ангара - Ленской НГО, которая характеризуется как область преимущественного газонакопления, известно несколько месторождений УВ, и, по крайней мере, одно из них (Ковыктинское) относится к категории уникальных по запасам газа.

Ангаро-Ленская ступень (прогиб) представляет собой моноклираль, ограниченную на востоке и северо-востоке озером Байкал и Байкальской складчатой областью, на севере - Катангской седловиной, на западе и северо-западе - Непско - Ботуобинской антеклизой. Площадь прогиба составляет 500 тыс. км<sup>2</sup>.

В строении кристаллического фундамента прогиба принимают участие метаморфизованные породы архей - протерозойского возраста. По многочисленным разломам фундамент разбит на тектонические блоки, которые полого погружаются от обрамления прогиба в сторону его центральной части, образуя так называемый амфитеатр (другое название Ангара - Ленской ступени - Иркутский амфитеатр). Кроме того, строение фундамента осложнено структурными элементами II порядка - разнообразными поднятиями и выступами. С одним из таких выступов, Братским, связано газоконденсатное месторождение Братское.

Ангаро - Ленская ступень - область широкого развития терригенно-карбонатных, а также соляных пород позднедокембрийского и

раннепалеозойского возраста. Разрез осадочных отложений имеет платформенный характер и представлен породами рифея, венда, кембрия и ордовика. Особенностью осадочного разреза Ангара - Ленской ступени является наличие мощной (600-800 м) соленосной толщи нижнего кембрия. Мощность рифейских отложений составляет 0,3-5,4 км, вендских - 0,4-0,5 км, палеозойских - 2,5 км. Максимальная мощность всего осадочного чехла не превышает 4 км.

В разрезе осадочного чехла выделяется три нефтегазоносных комплекса: рифейский карбонатный, вендский терригенный и нижнекембрийский карбонатный. Они вмещают 12 продуктивных горизонтов мощностью от 10 до 100 м. Главным продуктивным горизонтом, к которому приурочены основные залежи УВ, является парфеновский горизонт венда. Пространственное размещение залежей УВ в вендском и кембрийском комплексах контролируется литологическими особенностями пород (фациальными замещениями и, как следствие, изменением коллекторских свойств), что значительно осложняет процесс поиска новых залежей.

По структурно-литологическим особенностям в строении осадочного разреза Ковыктинской площади выделяется три формационных комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

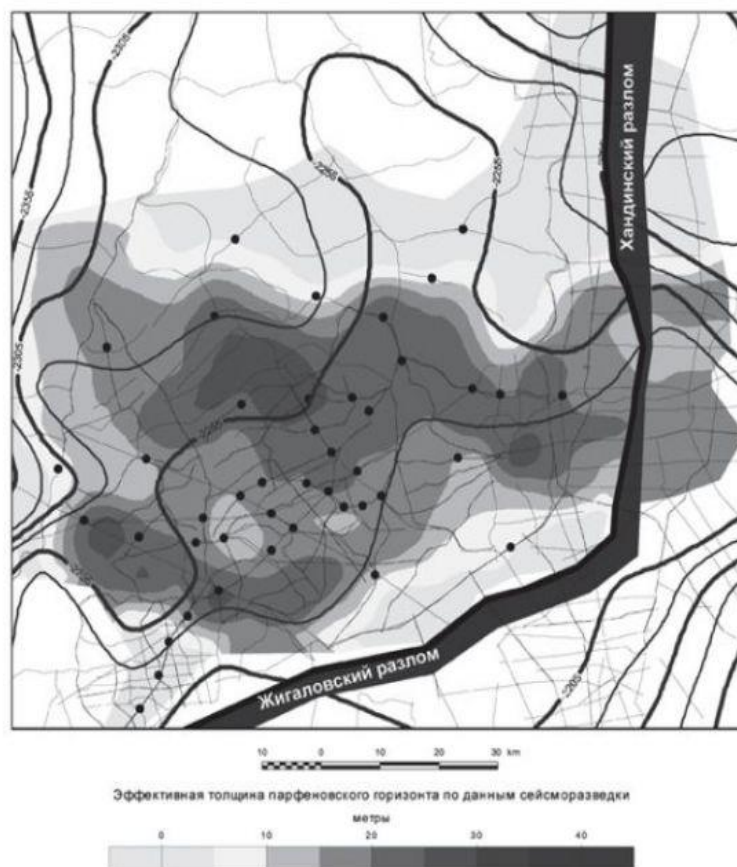


Рисунок 4.3- Структурная карта «У» месторождения по подошве парфеновского горизонта (данные сейсмических исследований)

Горно-геологические условия бурения глубоких скважин на нефть и газ на территории юга Сибирской платформы отличаются высокой сложностью проектирования и строительства. Осложняющим фактором является наличие в карбонатно-галогенной толще кембрия пластов-коллекторов, проявляющихся поглощениями бурового раствора либо фонтанными притоками пластового флюида, связанными с аномально высоким пластовым давлением. Аномально высокие пластовые давления во флюидной системе карбонатов кембрия достигают значений Ка 2,35-2,65.<sup>13</sup>

#### 4.3 Применение глинокислоты

Более всего распространены следующие соединения глинокислоты:

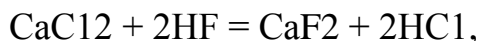
8 % HCl + 4 % HF; 10 % HCl + (4+5) % HF; 12% HCl + 6 % HF.

<sup>13</sup> [https://ru.wikipedia.org/wiki/Ковыктинское\\_газовое\\_месторождение](https://ru.wikipedia.org/wiki/Ковыктинское_газовое_месторождение)



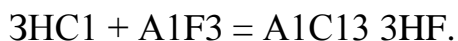
Химическое взаимодействие глинокислоты с породами записывают формулами:

для известняков

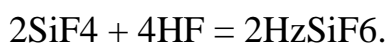


для глинистых песчаников  $\text{CaAl}_2\text{SiO}_6 + 16\text{HF} = 2\text{AlF}_3 + 2\text{SiF}_4 + 8\text{H}_2\text{O} + \text{CaF}_2$   
 $\text{SiO}_2 + 4\text{HF} = 2\text{H}_2\text{O} + \text{SiF}_4.$

Реакция взаимодействия глинокислоты с известняками происходит очень быстро:



Хлористый алюминий растворяется в воде с выделением большого количества теплоты. Вторая реакция происходит очень медленно. Выделенный при этом газ  $\text{SiF}_4$  взаимодействует с водой и фтористой кислотой:



При этом образуются кремнийфтористоводородная ( $\text{H}_2\text{SiF}_6$ ) и кремниевая ( $\text{H}_2\text{SiO}_3$ ) кислоты.

Кислотный раствор, а также кислоты, образовавшиеся во время химических реакций, вступают во взаимодействие с другими веществами. Как видно из приведенных формул, разложение смесью фтористоводородной и соляной кислот породообразующих алюмосиликатов и растворение кварца обуславливает образование растворимых солей кремнийфтористоводородной кислоты, хлористых и фтористых солей металлов, кремниевой кислоты. Последняя в кислой среде преимущественно находится в виде геля, но при достижении определенной концентрации или вследствие полной нейтрализации может превратиться в состав, крепко закупоривающий поровое пространство пласта. При проектировании процессов обработки скважин глинокислотой необходимо учитывать это.

Технологические схемы осуществления процесса обработки пластов глинокислотой не отличаются от схем солянокислотной обработки. К особенностям некоторых процессов принадлежит проведение вначале кислотной обработки, а потом обработки глинокислотой. Кислотная обработка, растворяя карбонатные материалы, способствует более эффективному использованию глинокислоты и предотвращает образование геля кремниевой кислоты.

Вместо плавиковой кислоты можно использовать одно из ее соединений - бифторид аммония  $\text{NH}_4\text{FHF}$ .

Бифторид аммония - это кристаллическая соль, которую можно транспортировать в мешках из полиэтилена и крафт - бумаги. Это свойство выгодно отличает ее от плавиковой кислоты, которую необходимо хранить и транспортировать в свинцовой или бакелитовой посуде. В составе бифторида аммония содержится 25 %  $\text{HF}$ , он растворяется в воде и кислотах, вступает в реакцию с силикатными породами и полностью растворяет их, а также полностью растворяет известняки, хотя при этом образуется осадок из фторидов кальция и магния.

Смесь соляной кислоты и бифторида аммония взаимодействует с алюмосиликатами и кварцем так же, как и смесь  $\text{HF}$  и  $\text{HCl}$ . Лабораторные исследования свидетельствуют, что  $\text{NH}_4\text{FHF}$  хорошо растворяет глинистую корку, при этом активность 16%-ного бифторида аммония отвечает активности 4%-ной фтористоводородной кислоты, т.е. установлена прямая зависимость активности от содержимого  $\text{HF}$ .

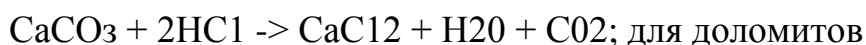
Добавка 16 % бифторида аммония до 12% - ной соляной кислоты снижает ее коррозионную активность в 4 раза. Введение ПАВ способствует дальнейшему снижению коррозионной активности. Смесь 12% - ной  $\text{HCl}$  бифторида аммония и 0,3 % катапина А снижает коррозионную активность в 53 раза по сравнению с 12%-ной  $\text{HCl}$ . Итак, собственно бифторид аммония имеет слабые ингибирующие свойства, зато хорошо сочетается с другими ингибиторами.

Для приготовления 1 т глинокислотного раствора с применением бифторида аммония рекомендуется вводить следующие компоненты: 916 кг 12% - ной HCl, 80 кг бифторида аммония, 3 кг катапина и 1 кг ОП-7. Последовательность приготовления раствора строго регламентируется. В небольшом объеме воды растворяют 1 кг ОП-7, а затем добавляют 3 кг катапина А, причем температура воды должна быть не менее 25 °С. Растворенные полностью ОП-7 и катапин А выливают в емкость, в которую добавляют воду в количестве, необходимом для приготовления раствора HCl нужной концентрации. Эту смесь перемешивают, после чего вводят ингибированную соляную кислоту в количестве, необходимом для получения раствора 12% - ной концентрации. К этому раствору прибавляют 2-5 кг лимонной кислоты.

Промысловая практика свидетельствует, что пласты целесообразно обрабатывать с использованием бифторида аммония.<sup>14</sup>

#### **4.4 Обработка скважин соляной кислотой**

Обработки хлористоводородной кислотой применяют преимущественно для воздействия на карбонатные породы и породы, имеющие в своем составе карбонатные цементы. Реакция карбонатных пород с соляной кислотой описывается следующими формулами: для известняка

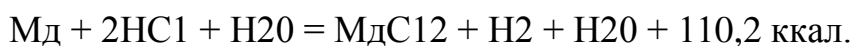


Соли CaCl<sub>2</sub> и MдCl<sub>2</sub> растворимы в воде, поэтому их легко извлечь из пласта.

Для обработки песчаников с незначительным количеством карбонатного цемента используют глинокислоту - смесь хлористоводородной и фтористоводородной кислот (HCl + HF). Реакции соляной кислоты с некоторыми веществами являются экзотермическими. Например, взаимодействие HCl с Mд описывается формулой:

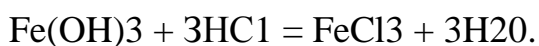
---

<sup>14</sup> Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб, пособие. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 565 с.

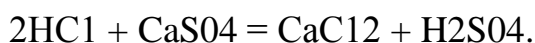


На каждую грамм-молекулу магния выделяется 110,2 ккал тепла. Экзотермической является также реакция между соляной кислотой и алюминием, при которой на каждую грамм-молекулу выделяется 126 ккал тепла. Свойство выделять тепло при взаимодействии веществ используется для термохимических методов воздействия на пласт.

Соляная кислота взаимодействует с железом следующим образом:



К породообразующим минералам относится сульфат кальция  $\text{CaSO}_4$ . Взаимодействие с ним соляной кислоты описывается формулой



Образующаяся при этом серная кислота вступает в новые реакции с породообразующими веществами.

Из приведенных выше данных видно, что солянокислотная обработка представляет собой сложный химический процесс, во время которого одни минералы растворяются, а другие образуются. Растворение минералов способствует расширению существующих и возникновению новых каналов для движения пластовых флюидов. Образующиеся минералы, если они плохо растворяются в воде, ухудшают состояние призабойной зоны. Поэтому при солянокислотных обработках необходимо так регулировать процесс, чтобы преобладал положительный эффект от взаимодействия.

На эффективность солянокислотной обработки влияет немало факторов, среди которых основными являются химикоминералогический состав породы, свойства жидкости, насыщающей породу, пластовые температуры и давление, объем и концентрация кислотного раствора, время реагирования кислоты с породой.

Химико - минералогический состав породы - главный фактор при выборе метода обработки и качества кислотного раствора. Породы нефтенасыщенных пластов имеют разную степень карбонатности и содержат частички других минералов. Вместе с тем в состав минералов входит разное

содержание химических элементов. Все это влияет на эффективность обработки. Поэтому переносить опыт кислотных обработок с одних месторождений на другие можно лишь принимая во внимание особенности химического состава пород коллектора. Даже в пределах одного месторождения разные залежи и участки необходимо обрабатывать с учетом особенностей залегающих пород.

Свойства жидкостей, насыщающих пласты, тоже необходимо учитывать при солянокислотных обработках. Пласты с высоковязкими, смолистыми нефтями взаимодействуют с кислотой менее эффективно. Зерна породы здесь блокированы пленками нефти, препятствующими их контакту с кислотой. Обводненные пласты вследствие хорошего контакта породы с кислотой подвергаются более интенсивной обработке.

Эти факторы учитывают на практике. Например, для повышения эффективности обработок нефтяных скважин перед нагнетанием кислоты призабойную зону пласта обрабатывают водными растворами ПАВ или в кислотные растворы добавляют ПАВ, что способствует повышению эффективности обработки нефтяных пластов.

В нагнетательных скважинах изолируют отдельные наиболее проницаемые участки пласта, закачивая в них высоковязкие жидкости, способные создавать защитный экран для воздействия кислоты. В пласт закачивают нефть, ССБ, различные эмульсии. Это дает возможность усилить эффект обработки некоторых пластов с меньшей проницаемостью.

Температура пласта играет важную роль во время кислотной обработки, так как активность соляной кислоты (в том числе и коррозионная) резко возрастает с увеличением температуры до 150°C. Дальнейшее повышение температуры несущественно влияет на повышение активности кислоты.

Увеличение температуры повышает активность кислоты не только при взаимодействии с карбонатными породами, так как резко возрастает коррозионная активность кислоты. Поэтому при кислотных обработках в

скважинах с высокой температурой необходимо предусмотреть особые мероприятия по снижению коррозионной активности кислоты. Этого можно достичь как за счет введения ингибиторов, так и снижением температуры призабойной зоны.

Пластовое давление также влияет на скорость реакции соляной кислоты с карбонатными породами. Исследования свидетельствуют, что при температуре 100°C и давлениях 10, 20, 30 и 40 МПа время нейтрализации кислоты составляет приблизительно 20, 30, 40 и 60 мин соответственно. При дальнейшем увеличении давления до 50 МПа время нейтрализации остается таким же, как и при 40 МПа.

В пластовых условиях, где во взаимодействие вступают кислотный раствор, пластовая жидкость и минералы, реакции между химическими веществами происходят в условиях, отличающихся от лабораторных. Поэтому полностью переносить на практику данные лабораторных исследований нецелесообразно, но их необходимо учитывать при планировании солянокислотных обработок. Это дает возможность повышать эффективность обработок и уменьшать расходы на их проведение.

Объем кислотного раствора подбирают преимущественно на основании данных опыта. Обосновать теоретически количество кислоты можно, но необходимо обосновать данные, необходимые для расчета: радиус обрабатываемой зоны, которую надо обработать, пористость, проницаемость, химикоминералогический состав породы в призабойной зоне пласта и т.п.

Для порового коллектора объем кислоты приблизительно можно определить из выражения

$$V_k = m \frac{\pi D^2}{4} h, \quad (4.1)$$

где  $m$  - средневзвешенная пористость, части ед.;  $D$  - диаметр зоны, которую требуется обработать, м;  $h$  - толщина пласта, м.

Кислотный раствор движется в пласте по трещинам или по наиболее проницаемым каналам. Под действием кислоты сечение их увеличивается, так же как и возрастает объем поступления кислоты в эти каналы. В пласте

образуются один или несколько таких каналов, поэтому кислота не заполняет все поровое пространство. Вместе с тем движение кислотного раствора по каналам дает возможность значительно расширить зону обработки пласта в глубину. Проницаемость трещин выше проницаемости пористой среды, поэтому иногда получают высокую продуктивность скважин после обработки даже малыми объемами кислоты.

Технологические схемы обработок различные и зависят от конкретных задач. Большое внимание уделяют подготовке пластов для обработки. С этой целью в скважину нагнетают разного рода растворители и водные растворы ПАВ. Призабойную зону пласта можно обрабатывать одновременно и поэтапно, постепенно привлекая все участки пласта. Обрабатывать полностью вскрытый пласт можно за счет применения временных изоляционных материалов или пакерующих устройств.

Большое разнообразие технологических схем обработки пласта объясняется тем, что обработке подлежат пласты разного химико-минералогического состава, залегающие на разных глубинах и при разных условиях.

Эффективность обработок и их стоимость отображают уровень техники и технологии процессов и степень изученности коллектора. Для обеспечения экономической эффективности обработок стараются получить большую отдачу при меньших объемах и расходах. Рассмотрим некоторые типы кислот. Ингибированная синтетическая соляная кислота (ВТУ МХП 2345-50) соответствует ГОСТ 157, имеет концентрацию  $\text{HCl}$  19-25 %. Чтобы придать ей антикоррозионные свойства, к ней добавляют 0,8-0,9 % ингибитора ПБ-5 и 0,01-0,015 % хлористого мышьяка.

Ингибированная соляная кислота (ТУ МХП 3354-52) имеет концентрацию 18-22 %. К ней также прибавляют 0,8-1,0 % ингибитора ПБ-5 и 0,01-0,015 % хлористого мышьяка.

Общим для обоих видов ингибированной кислоты является уменьшенное содержание  $\text{HCl}$  (в среднем 20 %). Поэтому необходимо

определять в лабораторных условиях концентрацию  $\text{HCl}$  перед поступлением ингибированной кислоты на промышленные объекты, чтобы при кислотной обработке пласта концентрация  $\text{HCl}$  отвечала расчетной. По техническим условиям допускается объемное содержание железа, в ингибированных кислотах соответственно 0,02 и 0,03 % и серной кислоты для ингибированной синтетической - не более 0,005 % от объема соляной кислоты.

Ингибированная кислота может отрицательно влиять на призабойную зону, особенно порового пласта. Ингибитор ПБ-5 после полной нейтрализации кислоты может оставаться в поровом пространстве пласта в виде хлопьевидной объемной органической массы. При использовании 15-20 % ингибированной кислоты может выпасть 5-7 кг осадка на 1 м<sup>3</sup> закачанного в пласт раствора. При неполной нейтрализации кислоты такой осадок не извлекается из пласта. При обработке поровых коллекторов нецелесообразно выдерживать кислоту в пласте до ее полной нейтрализации. В табл. 5.1 приведена характеристика соляной кислоты.

Серная кислота, присутствующая в ингибированной кислоте, может при взаимодействии с карбонатными породами образовывать гипс  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ , и хотя он растворяется в соляной кислоте, в поровом пространстве могут оставаться кристаллы гипса, ухудшающего проницаемость пласта. Для уменьшения содержания серы ингибированную кислоту можно обрабатывать хлористым бариумом.

Уксусная кислота, добавленная в соляную, принимает участие в процессе обработки и выполняет некоторые функции:

- замедляет взаимодействие соляной кислоты с породой (замедлитель);
- предотвращает выпадение оксидов железа (стабилизатор);
- взаимодействует с породой, растворяя ее (активный реагент).



Таблица 4.1-Характеристика растворов соляной кислоты (смотреть приложение 9)

Фтористоводородную (плавиковую) кислоту применяют для обработки призабойной зоны пластов с терригенными коллекторами (кварцевые песчаники, алевролиты) для растворения силикатных и глинистых частиц, содержащихся в породе или попавших в нее из бурового раствора.

Плавиковая кислота в чистом виде обычно не применяется, а используется в смеси с соляной. Эту смесь называют глинокислотной, ее транспортируют в емкостях из эбонита или покрытых свинцом, парафином, воском; она вредна для здоровья людей.

Для уменьшения коррозии труб во время транспортирования через них кислот применяют также следующие ингибиторы.

Формалин как ингибитор соляной кислоты используют в промышленной практике около 40 лет. Как ингибитор солянокислотной коррозии он имеет ряд недостатков, среди которых:

- низкая степень защиты металла; примеси 0,6-0,8% 40%-ного формалина снижают коррозионную активность 10-12%-ной кислоты лишь в 7-8 раз;
- способность к полимеризации при хранении, вследствие чего теряется способность растворяться в соляной кислоте;
- высокая стоимость ингибирования.

Уникол ПБ-5 заводы-изготовители используют для ингибирования соляной кислоты. Качество уникола ПБ-5 регламентируется техническими условиями ТУ БУ 17-53. Ингибитор хорошо растворяется в соляной кислоте, но не растворяется в воде. Его примеси в количестве 0,25-0,5 % в соляной кислоте снижают коррозионную активность в 31-42 раза.

Ингибитор U-1-A преимущественно применяют с уротропином, и при определенных соотношениях образуется высокоактивный ингибитор коррозии металла при действии горячей соляной кислотой до +87 °С при давлениях 20 и 30 МПа.

Технический уротропин в кислоте гидролизуется, образуя формальдегид и аммиак. Формальдегид входит в состав формалина, поэтому ингибирующие свойства уротропина несущественно отличаются от свойств формалина с концентрацией формальдегида.

Ингибитор БА-6 (В-1, D-2) - маслообразная жидкость плотностью 1055 кг/м<sup>3</sup> желтого или светло - коричневого цвета, имеет своеобразный запах, легко образует с соляной, серной, фосфорной и другими кислотами солеобразующие соединения, хорошо растворимые в избытке кислот или в воде. Этот ингибитор применяется при ингибировании кислоты высокой концентрации и кислотных растворов для обработки скважин с высокими пластовыми температурами и давлениями.[7]<sup>15</sup>

---

<sup>15</sup> Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб, пособие. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 565 с.

## **5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **5.1 Экономическое обоснование солянокислотной обработки**

Основным направлением проведением солянокислотной обработки является повышение нефтеотдачи пласта. Организация работ при солянокислотной обработке должна обеспечивать высокую нефтеотдачу пласта и сокращение затрат труда, средств и времени на добычу нефти. Солянокислотная обработка производится бригадами цеха капитального ремонта скважин, во главе которого стоит мастер. Бригада состоит из трех человек - помощник бурильщика четвертого разряда, бурильщика пятых-шестых разрядов и машиниста подъемного агрегата четвертых-шестых разрядов.

На предприятии ООО «БурКан» в качестве подъемных агрегата используются передвижные подъемники на базе трактора или автомобиля типов УПТ-32, А-50, УПА-60 и т.д. Бригаду также обеспечивают полным набором оборудования, различных приспособлений и ручными инструментами для спускоподъемных операций.

Транспортировку раствора соляной кислоты производят кислотовозом (цистерна на базе автомобиля в антикоррозионном исполнении) обычно КП-6,5 или АКПП-500, закачка кислотного раствора производится насосным агрегатом УНЦ1-160-500К. Как правило, этот транспорт обеспечивается территориальным управлением технического транспорта и спецтехнике (УТТ). Услуги оказываются на основе заблаговременно представленных заявок. Для обеспечения рационального использования всех транспортных средств необходимо улучшить использование грузоподъемности и увеличивать коэффициент полезного пробега автомашин, сокращать число холостых пробегов и время на оборот транспортных единиц, правильно выбирать транспорт для перевозки грузов, организовывать заправку транспортных средств при минимальны затратах времени, а также регулярный профилактический осмотр и своевременное выполнение

ремонтных транспортных средств. Для помывки используются также насосная установка УНС1-160-500К, для транспортировки промывочной жидкости используются промышленные автоцистерны АЦ-10 или АЦ-7,5.

### 5.1.1 Расчет трудоемкости работ

Трудоемкость - это затраты труда, рабочего времени на производство единицы продукции (физических единиц Времени на один рубль Выпускаемой продукции).

Трудоемкость обратно пропорциональна производительности труда, выработке продукции на одного работника. Наряд-задание на проведение солянокислотной обработки должен быть обязательно утвержден главным инженером и главным геологом НГДУ и согласован начальником и ведущим геологом цеха капитального ремонта скважин. В наряд задание дается описание выполняемых работ, указываются плановая трудоемкость этих работ, а также количество работ. Наряд задание на проведение СКО в скважине 2134 представлено в таблице 5.1

Таблица 5.1- Наряд задание на проведение СКО

Описание работ	Плановая трудоемкость	Фактическая трудоемкость норма-часов	Количество работ
Подготовительно - заключительные работы в начале и конце вахты		2,5	
Переезд бригады со скважины на скважину		27,84	
ПЗР в начале и конце вахты		1,5	
Перевозка культ.будки, мостков трактором с 7 на 2134 скважину	0,03333	1,49985	45
Разрядка скважины		5,84	
Разборка устья СКН		0,83	
Ловля конуса, подъем плунжера на штангах с ПЗР	0,00292	3,504	1200 м

Подъем насоса на 2.5" НКТ	0,00374	4,488	1200 м
Спуск подъем насоса на 2,5" НКТ с замером, ПЗР	0.0721	10,238	1420 м
Промывка скважины с ПЗР	0.16919	1,861	11м3
ПЗР в начале и в конце вахты		1,5	
Итого			106,42

### 5.1.2 Расчет экономических затрат на проведение СКО

Все предприятия в связи с ремонтом скважин несут определенные расходы. Все расходы капитального ремонта скважин связанные с производством называют себестоимостью.

Планирование себестоимости начинают с составления сметно-плановой калькуляции. Составление калькуляции начинают с прямых статей расходов на электроэнергию, заработную плату и амортизацию.

### 5.1.3 Расходы на заработную плату

Тарифные ставки за один час работы:

5 разряд - 27,8 руб.; 4 разряд - 26,6 руб.; 3 разряд - 24,3 руб.

Расчет зарплаты за время одной СКО:

1) Оплата по тарифу =  $\text{Час}_{\text{ТАР. СТАВКА}} * T_p$

2) Премия 50% =  $O_{\text{ПО ТАРИФУ}} * 0,5$

3) Ур.коэф. =  $(O_{\text{по тарифу}} + P_p)$

4)  $\text{Всего}_{\text{З./ПЛ.}} = O_{\text{ПО ТАРИФУ}} + P_p + \text{Ур.коэф}$

Таблица 5. 2 - Зарплата за время ремонта

Должность	Разряд	Час тар. Ставка	трудоёмкость	Оплата по тарифу	Премия	Ур.коэф.	Всего з./пл
Старший оператор	5	27.8	83.33	2455.57	1227.79	552.5	4235.86

Машинист	4	28.6	83.33	2349.5 8	1174.7 9	528.18	4049.39
Младший оператор	3	24.3	83.33	2146.4 2	1073.2 1	482.94	3702.57
Итого							11987,82

#### **5.1.4 Расходы на дополнительную заработную плату**

Рабочим занятым на работах по СКО 8%

1) заработная плата:

$$З.П = 11987,82 * 0,08 = 959,03 \text{ руб.} \quad (5.1)$$

2) Итог затрат основная и дополнительная:

$$З.П = 11987,82 + 959,03 = 12946,85 \text{ руб.}$$

#### **5.1.5 Отчисления на социальные нужды**

Принимают 30% к фонду заработной платы:

$$О = (З.П * 30\%) / 100\% \quad (5.2)$$

где О - отчисления на социальные нужды ,руб.

$$О = (12946,85 * 30\%) / 100 = 3884,05 \text{ руб.}$$

#### **5.1.6 Расходы на основной и вспомогательный материалы**

Исходя из планируемых работ, нормы расхода каждого материала и действующих цен на материалы. На капитальный ремонт скважины №2134 расходы на материал составляют:

$$P_M = V_K * C_K, \quad (5.3)$$

где  $V_K$  - объем требуемой кислоты,  $m^3$ ;

$C_K$  - цена 1  $m^3$  кислоты, руб;

Цена 1  $m^3$  кислоты составляет 4322,5 руб.

$$P_M = 4 * 4322,5 = 17290 \text{ руб.}$$

#### **5.1.7 Цеховые расходы**

Включают содержание цехового персонала (не относящиеся к управлению), содержание зданий и сооружений, инвентаря цеха, расходы по

испытаниям, опытом работы, рационализации и изобретательности, охране труда и т.д. и составляют 9600 рублей.

Амортизация основных фондов определяется умножением среднегодовой первоначальной стоимости основных фондов на годовую норму амортизации.

Амортизация по скважинам рассчитывается по трем группам:

а) Для скважин, которые не отработали пятнадцатилетний срок службы.

б) Для скважин, которые отработали пятнадцатилетний срок в плановом году.

в) Амортизация планируется по скважинам, которые вступают в строй в плановом году.

#### **5.1.8. Транспортные расходы**

Включают в себя расходы на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины:

$$P_{\text{ТР.К}} = S * C_{1\text{КМ}}, \quad (5.4)$$

где  $P_{\text{ТР.К}}$  - расходы на транспортировку кислоты, руб.;

$S$  - расстояние до скважины, км;

$C_{1\text{КМ}}$  - стоимость одного километра, руб.

$$P_{\text{ТР.К}} = 10 * 364 = 3640 \text{ руб.}$$

Расход на транспортировку промывочной жидкости рассчитывается аналогично:

$$P_{\text{ТР.ПР}} = S * C_{1\text{КМ}}, \quad (5.5)$$

где  $P_{\text{ТР.ПР}}$  - Расход на транспортировку промывочной жидкости, руб.

$$P_{\text{ГР.К}} = 20 * 263,51 = 5270,2 \text{ руб.}$$

Общие транспортные расходы находятся как сумма расходов на транспортировку раствора соляной кислоты и воды для промывки скважины по следующей формуле:

$$P_{\text{ГР.О}} = P_{\text{ТР.К}} + P_{\text{ГР.ПР}}, \quad (5.6)$$

где  $P_{\text{тр.о}}$  - общие транспортные расходы, руб.

$$P_{\text{тр.о}} = 3640 + 5270,2 = 8910,2 \text{ руб.}$$

### 5.1.9 Общие прямые затраты

Определяются по формуле:

$$З_0 = З_{\text{зп}} + О + А + P_{\text{тр.о}} + P_{\text{м}}, \quad (5.7)$$

где  $А$  - амортизация основных фондов (из калькуляции), руб.

$$З_0 = 12946,85 + 3884,05 + 514,8 + 8910,2 + 17290 = 43286,97 \text{ руб.}$$

Всего стоимость одной солянокислотной обработки рассчитывается по следующей формуле:

$$С = З_0 + P_{\text{ц}}, \quad (5.8)$$

где  $P_{\text{ц}}$  - цеховые расходы, руб.

$$С = 43286,97 + 12480 = 55766,97 \text{ руб.}$$

Калькуляцию на проведение капитального ремонта скважины

Все вычисленные расходы представлены в таблице 3

Таблица 5.3 - Расходы на проведение капитального ремонта скважины.

Статья расходов	сумма, руб.
Основная и дополнительная зарплата	12946,85
Отчисления на социальные нужды	3884,05
Основные и вспомогательные материалы	17290
Амортизация основных фондов	514,8
Транспортные расходы	8910,2
Всего прямых затрат	43286,97
Цеховые расходы	12480
Всего стоимость одной СКО	55766,97
Стоимость одного часа работы	631,35

### 5.2 Расчет экономического эффекта от проведения СКО

Солянокислотная обработка была проведена в скважине №2134 - и вследствие чего мы получили дополнительно добытую нефть 1600 тонн.

Стоимостная оценка дополнительно добытой нефти рассчитывается:

$$P_{\text{т}} = C_{\text{ит}} \cdot Q, \quad (5.9)$$



где  $C_{1T}$  - стоимость одной тонны нефти, которая составляет 2198 руб.;

$AQ$  - дополнительно добытая нефть, тонн.

$$P_T = 2857 \cdot 1600 = 4571 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.2.1 Эксплуатационные расходы на дополнительно добытую нефть

Определяется по следующей формуле:

$$Z_3 = P_{1T} \cdot Q, \quad (5.10)$$

где  $P_{1T}$  - эксплуатационные расходы на добычу одной тонны нефти, которые составляют 435,45 руб.

$$Z_3 = 435,45 \cdot 1600 = 696,72 \text{ тыс. руб.}$$

### 5.2.2 Экономический эффект

Экономический эффект - представляет собой превышение стоимостной оценки результатов от внедрения СКО над стоимостной оценкой затрат. Экономический эффект от внедрения СКО определяем по формуле:

$$\mathcal{E} = P_T - Z_{\text{СКО}}, \quad (5.11)$$

где  $\mathcal{E}$  - экономический эффект от проведения СКО;

$P_T$  - стоимостная оценка результатов проведения СКО, руб.;  $Z_{\text{СКО}}$  - общие затраты на проведение СКО, руб.

$$Z = 4571840 - 55766,97 = 4516073,03 \text{ руб.}^{16}$$

#### Вывод

Экономическая оценка проекта характеризует его привлекательность по сравнению с другими вариантами инвестиции в увеличении стоимости активов в нефтяной отрасли.

Оценка инвестиционной привлекательности проекта представляет использование системы ТЭП. Экономическое содержание каждого показателя не одинаково. Аналитик получает информацию в различных странах инвестиционного проекта, поэтому только совокупность расчетов позволит принять правильное инвестиционное решение.

---

<sup>16</sup> Зубарева В.Д. и др. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности: учебное пособие. – М.: ГТА-Сервис, 2000 – 368 с.

## **6 Социальная ответственность**

Проблему охраны природы невозможно решить в отрыве от целого ряда вопросов, связанных с функционированием экономического механизма природопользования. Основными функциями управления являются планирование, организация, контроль, регулирование, учет и т.п.

В состав задач служб охраны окружающей среды входят также разработка плана природоохранных мероприятий, оперативные (квартальные или месячные) планы внедрения мероприятий, ежемесячный контроль за выполнением этих мероприятий. Каждый месяц в отдел труда и заработной платы представляется справка о выполнении мероприятий по охране окружающей среды, где расшифровываются причины невыполнения мероприятий. Сведения о выполнении плана мероприятий по охране окружающей среды учитываются при оплате труда инженерно-технических работников за результаты производственной деятельности предприятий.

Несмотря на большую работу, проводимую службами и организациями по охране окружающей среды, все же имеются некоторые недостатки в организации природоохранной деятельности нефтегазодобывающих и буровых предприятий. Неудовлетворительным остается качество очистки нефтепромысловых сточных вод, что обусловлено, прежде всего, нехваткой очистных сооружений и аварийным состоянием имеющихся мощностей. Имеют место выбросы нефтяного газа в атмосферу и сжигание его в факелах из-за нехватки сооружений по его утилизации или отсутствия потребителей, особенно на сероводородсодержащий попутный газ. Не ликвидированы факты залповых сбросов загрязняющих промышленных стоков в водоемы, порчи земель в результате порывов нефтепроводов и водоемов сточных вод. Много аварийных случаев на нефтедобывающих. Не повсеместно организован учет водопотребления и водо-отведения, практически отсутствует учет потерь нефти и сточных вод при добыче, подготовке и транспортировке, выхода прочих загрязняющих веществ в окружающую среду.

## **6.1 Характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов**

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов.

Источниками организованных выбросов являются:

- резервуары, пруды - отстойники, нефтеловушки, шламонакопители (испарение нефти);
- не герметичность технологического оборудования;
- системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

В процессе сбора, транспорта и подготовки нефти наблюдается большое количество неорганизованных источников выделения вредных веществ, к ним относятся:

- нефтяные скважины,
- установки замера продукции скважин,
- сепарационные установки,
- дожимные насосные установки,
- нефтесборные пункты,
- установки подготовки газа,
- компрессорные станции,
- промышленные газопроводы,
- установки предварительного сброса воды.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается впервые несколько лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добычи нефти, относятся к 1-4 классам опасности.

Сернистый ангидрит ( $\text{SO}_2$ ) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК- 10 мг/м<sup>3</sup>. Токсичность резко возрастает при одновременном воздействии с сероводородом, окисью углерода, аммиака и окислами азота. Действует “эффект суммации” вредных веществ.

Окись углерода относится к 4 классу опасности, ПДК в воздухе рабочей зоны 20 мг/м<sup>3</sup>, для населенных мест- 3,0 мг/м<sup>3</sup>. Выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Окись азота  $\text{NO}$ - бесцветный газ, быстро окисляется до  $\text{NO}_2$ - двуокиси азота.  $\text{NO}$ - кровяной яд , оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м<sup>3</sup>, населенных мест 0,085 мг/м<sup>3</sup>. Выделяется при работе котельных и сжигания газа на факелах.

Двуокись азота  $\text{NO}_2$  вызывает раздражающее действие на легкие. Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест- 0,085 мг/м<sup>3</sup>.

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации 0,005-0,010 мг/м<sup>3</sup>. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина- 5,0 мг/м<sup>3</sup>.

В больших количествах углеводороды выбрасываются в атмосферу при эксплуатации резервуаров. Все неорганизованные источники выбросов при сборе, транспорте, подготовке и хранении нефти выделяют в атмосферу углеводороды.

Сажа - обладает хорошей летучестью, долго держится в воздухе, образует устойчивое облако в местах выделения (ПДК- 0,15 мг/м<sup>3</sup>). Содержит в своем составе канцерогенные 3, 4- бензипрен и другие полициклические ароматические углеводороды, токсичные соединения металлов.

### **6.1.2 Освещение на рабочем месте**

Освещение производственных помещений, площадок и кустов нефтегазодобывающих предприятий считается рациональным при соблюдении следующих требований.

Световой поток должен ярко и равномерно освещать рабочее место, чтобы глаз без напряжения различал нужные ему предметы и не испытывал слепящего действия от чрезмерной яркости как источника света, так и отражающих поверхностей.

На полу в проходах не должно быть резких и глубоких теней. Освещение должно быть взрывобезопасным и как в помещениях, так и наружных установок, где возможно образование опасных по взрыву и пожару смесей.

### **6.1.3 Метеорологические факторы**

При работе на открытом воздухе правилами безопасности предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов: снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью; устройство укрытий, зонтов над рабочими местами, помещений для обогрева рабочих (культбудки) и т. д .

Во время сильных морозов, ветров, ливней всякие работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств.

### **6.2 Анализ опасных факторов**

С целью повышения нефтеотдачи применяют следующие обработки: СКО, ГРП, ТГХВ, виброобработки.

Основным обслуживающим персоналом являются операторы и машинисты различных агрегатов. Безопасность работ зависит от качественного монтажа напорной линии и правильной расстановки агрегатов. Машинисты производят размещение агрегатов вокруг устья скважины, проводят опрессовку линии после обвязки. Управляют насосными агрегатами во время техпроцесса, по окончании производят демонтаж оборудования.

Мастер осуществляет постоянный контроль за исправным состоянием и правильной эксплуатацией оборудования, механизмов, приспособлений и инструментов, следит за нормальным освещением рабочего места, исправным состоянием оградительных и предохранительных устройств, за соблюдением рабочими дисциплины, правил и инструкций, состоянием средств индивидуальной защиты (СИЗ), принимает меры по предупреждению нарушений правил ТБ, контролирует состояние противопожарного инвентаря, ведет журнал проверки состояния условий труда.

### **6.2.1 Механическая опасность**

Механическая опасность – опасности, способные причинить травму в результате контакта объекта или его частей с человеком. Такой контакт возможен при выполнении технологических операций или случайном нахождении человека в опасной зоне (пространство, в котором возможно проявление опасностей). Размеры опасной зоны могут быть постоянными (зона между вальцами, ремнем и шкивом) и переменными (зона резания при изменении режима и характера обработки).

### **6.2.3 Термическая опасность**

При работе с кислотами, щелочами и другими агрессивными жидкостями необходимо пользоваться кислотозащитной одеждой, спец. обувью и индивидуальными средствами защиты. В качестве спец. обуви используют сапоги кислото- и щелочестойкие, для предохранения рук — резиновые кислотощелочные перчатки или кислотозащитные рукавицы, а для защиты глаз — очки. Запрещается закачивать кислоту при силе ветра более 12 м/с, тумане и в темное время суток.

### **6.2.4 Пожарная безопасность**

Пожароопасными жидкостями и газами в добыче нефти и газа являются сырая нефть и попутный газ. Тепловыми источниками зажигания могут быть открытое пламя, электрическая искра, искры, образующиеся при ударе, заряды атмосферного электричества. Значительную опасность

представляют источники зажигания, появляющиеся при нарушениях режима работы. К таким источникам относится тепло, выделяющееся при химических, механических и других процессах.

### **6.2.5 Электробезопасность**

Станция управления и повышающий трансформатор рассчитаны на рабочее напряжение от 380 до 4000 вольт, следовательно, работы с наземным электрооборудованием относятся к классу повышенной опасности. Работники, выполняющие работы в электроустановках при обслуживании УЭЦН, должны иметь профессиональную подготовку. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены в специализированных центрах подготовки персонала. Обслуживающий персонал должен быть обучен при действиях освобождения пострадавшего от воздействия электротока и оказания первой медицинской помощи. Перед началом работы работник должен пройти вводный инструктаж по охране труда и первичный инструктаж на рабочем месте.

### **6.3 Правовые нормы трудового законодательства**

Регулирование трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений в соответствии с Конституцией Российской Федерации, федеральными конституционными законами осуществляется:

- трудовым законодательством (включая законодательство об охране труда), состоящим из настоящего Кодекса, иных федеральных законов и законов субъектов Российской Федерации, содержащих нормы трудового права;
- иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права: указами Президента Российской Федерации;
- постановлениями Правительства Российской Федерации и нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти;
- нормативными правовыми актами органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации;

- нормативными правовыми актами органов местного самоуправления.

Трудовые отношения и иные непосредственно связанные с ними отношения регулируются также коллективными договорами, соглашениями и локальными нормативными актами, содержащими нормы трудового права.

Нормы трудового права, содержащиеся в иных федеральных законах, должны соответствовать настоящему Кодексу. В случае противоречий между настоящим Кодексом и иным федеральным законом, содержащим нормы трудового права, применяется настоящий Кодекс. Если вновь принятый федеральный закон, содержащий нормы трудового права, противоречит настоящему Кодексу, то этот федеральный закон применяется при условии внесения соответствующих изменений в настоящий Кодекс. Указы Президента Российской Федерации, содержащие нормы трудового права, не должны противоречить настоящему Кодексу и иным федеральным законам. Постановления Правительства Российской Федерации, содержащие нормы трудового права, не должны противоречить настоящему Кодексу, иным федеральным законам и указам Президента Российской Федерации.

### **6.3.1 Организационные мероприятия обеспечения безопасности**

Рабочая смена не более 12 часов. Технологические перерывы, проветривание помещения, комнаты психологической разгрузки. Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Проведение учений на объекте.

Правильное расположение и компоновка рабочего места. Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.

## **7. Охрана окружающей среды**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:



- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;

- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Выбросы загрязняющих веществ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры. Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ является факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

## **Заключение**

Согласно обобщенным данным при применении современных методов увеличения нефтеотдачи, КИН составляет 30–70%, в то время как при первичных способах разработки (с использованием потенциала пластовой энергии) – в среднем не выше 20–25%, а при вторичных способах (заводнении и закачке газа для поддержания пластовой энергии) – 25–35%. МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн.

Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет методов воздействия на ПЗП составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, к 2006 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отмечено также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год.

Таким образом мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных методов воздействия на ПЗП, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушителен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных методов воздействия ПЗП по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами.

### Список литературы

1. Бинатов Ю. Г., Пельменёва А. А., Ушвицкий Л. И. Экономика нефтяного комплекса: ретроспективы, современность, прогнозы: Монография. Ставрополь: СевКавГТУ, 2005 – 193 с.
2. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Л 33 Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов : Учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006.-166с.
3. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи. М., Недра, 1985
4. Е.В. Леванова. Разработка нефтяных месторождений. Курс лекций. по дисциплине «Разработка нефтяных месторождений» для бакалавров направления 21.03.01 (131000) «Нефтегазовое дело», профиля «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти». всех форм обучения. Альметьевск 2014.
5. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб. пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014 – 127 с.
6. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник / В. С. Бойко. - М. : Недра, 1990. - 426 с.
7. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам: Учеб, пособие. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 565 с.
8. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие /Криницына З.В., Видяев И.Г.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014 – 73 с.
9. Зубарева В.Д. и др. Финансы предприятий нефтегазовой промышленности: учебное пособие. – М.: ГТА-Сервис, 2000 – 368 с.

10. Большой справочник инженера нефтегазодобычи: разработка месторождений, оборудование и технологии добычи: пер. с англ. / под ред. У. Лайонза, Г. Плизга. - СПб. : Профессия, 2009. - 952 с.
11. Электронный ресурс <http://mylektsii.ru/1-110336.html>
12. Электронный ресурс  
[https://ru.wikipedia.org/wiki/Ковыктинское\\_газовое\\_месторождение](https://ru.wikipedia.org/wiki/Ковыктинское_газовое_месторождение)

## Приложение 1

Таблица 1.2 - Методы увеличения нефтеотдачи пластов в зависимости от геолого-физических условий

Нефть, вода	Пласт	Метод
<p>Маловязкая легкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p> <p>Маловязкая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния</p>	<p>Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неоднородный</p> <p>Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, трещиноватый, пористый. Песчаный истощенный (заводненный), высокопроницаемый, монолитный. Карбонатный заводненный, высокопроницаемый, слаботрещиноватый, неоднородный.</p>	<p>Заводнение, циклическое воздействие, водогазовая смесь, закачка ПАВ, применение газа высокого давления.</p> <p>Заводнение, циклическое воздействие, применение щелочей, истощение</p> <p>Мицеллярный раствор, углекислый газ, водогазовые смеси.</p> <p>Применение углекислого газа, циклическое воздействие</p>
Средневязкая, смолистая (активная))	Песчаный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый	Заводнение (горячая вода), применение полимеров, закачка

парафинистая нефть, вода с малым содержанием солей, особенно кальция и магния.	Карбонатный неистощенный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, трещиноватопористый.  Песчаный заводненный, высокопроницаемый, монолитный, однородный.	водогазовой смеси, щелочи  Заводнение (горячая вода), циклическое воздействие, закачка щелочи, углекислого газа.  Применение углекислого газа, микроэмульсий, водогазовых смесей.
Высоковязкая тяжелая нефть, вода пластовая с большим содержанием солей	Песчаный глубокозалегающий, высокопроницаемый, слабопроницаемый.  Песчаный, высокопроницаемый, слабопроницаемый, неглубокозалегающий.	Внутрипластовое горение  Закачка пара, пароциклические обработки

Продолжение таблицы 1.2

## Приложение 2

Таблица 1.3-Основные критерии для применения физико-химических агентов  
увеличивающих нефтеотдачу пластов

Параметр	Вытеснение диоксидом углерода	Водо-газовое воздействие	Закачка мице-лярных растворов	Полимер-ное заводне-ние	Закачка водных раство-ров ПАВ
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	<15	<25	<15	5-100	25
Нефтенасыщенность, %	>30	>50	>25	>50	
Пластовое давление. Мпа	>8	Не ограничено			
Пластовая температура,0 С	Не ограничена		<70		
Проницаемость пласта, мкм2	Не ограничена		>0,1	0,1	Не огра-ничена
Толщина пласта, м	25		<25	Не ограничена	
Трещиноватость	Неблагоприятна *				
Литология	Не ограничена		Песчаник		Песчаник и карбонаты
Соленость пластовой воды, мг/л	Не ограничена		5	20	



Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)	Не ограничена		Неблагоприятна		Не ограничена
Газовая шапка	Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна		
Плотность сетки скважин, 104 М2/скв	Не ограничена		<16	<24	Не ограничена

Продолжение таблицы 1.3

### Приложение 3

Таблица 1.4 - Основные критерии для применения тепловых методов  
увеличения нефтеотдачи пластов

Параметр	Внутри- пластово е горение	Вытеснени е паром	Пароциклическа я обработка	Вытеснени е горячей водой
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	>10	>50	>100	>5
Нефтенасыщенность , %	>50			
Проницаемость пласта, мкм <sup>2</sup>	>0.1	>0,2	Не ограничена	
Толщина пласта, м	>3	>6		>3
Трещиноватость	Неблагоприятна*			
Глубина залегания пласта, м	>1500	<1200		<1500
Содержание глины в пласте, %	Не ограни- чено	5—10		
Плотность сетки скважин. 104 м2/скв	<16	<6	Не ограничена	
* Неблагоприятный, а в сильно выраженной форме- недопустимый параметр				

## Приложение 4

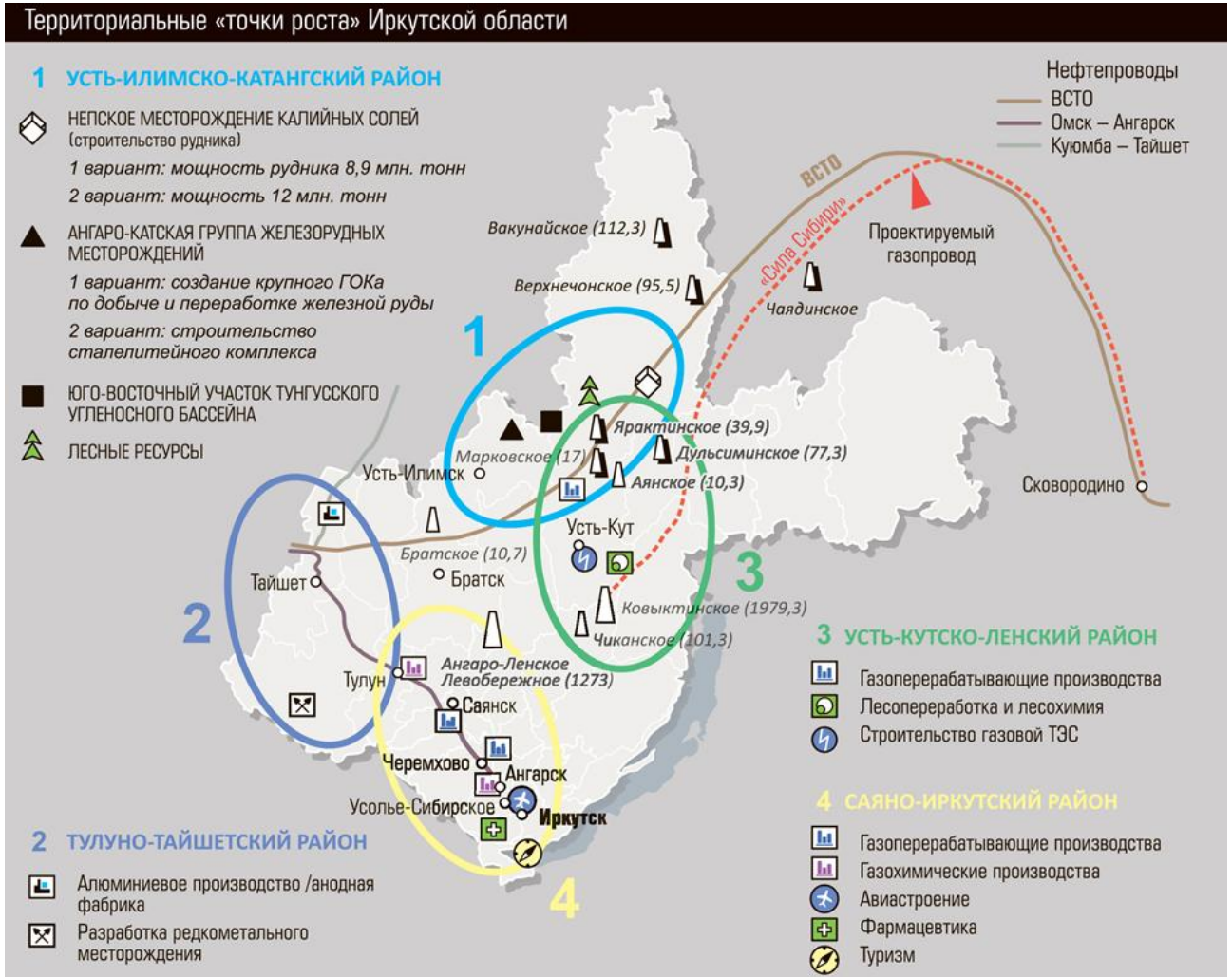


Рисунок.2.1. Обзорная схема месторождений нефти и газа Иркутской области

## Приложение 5



Рисунок 2.2 Тектоническая карта юго-западной части Сибирской платформы

## Приложение 6

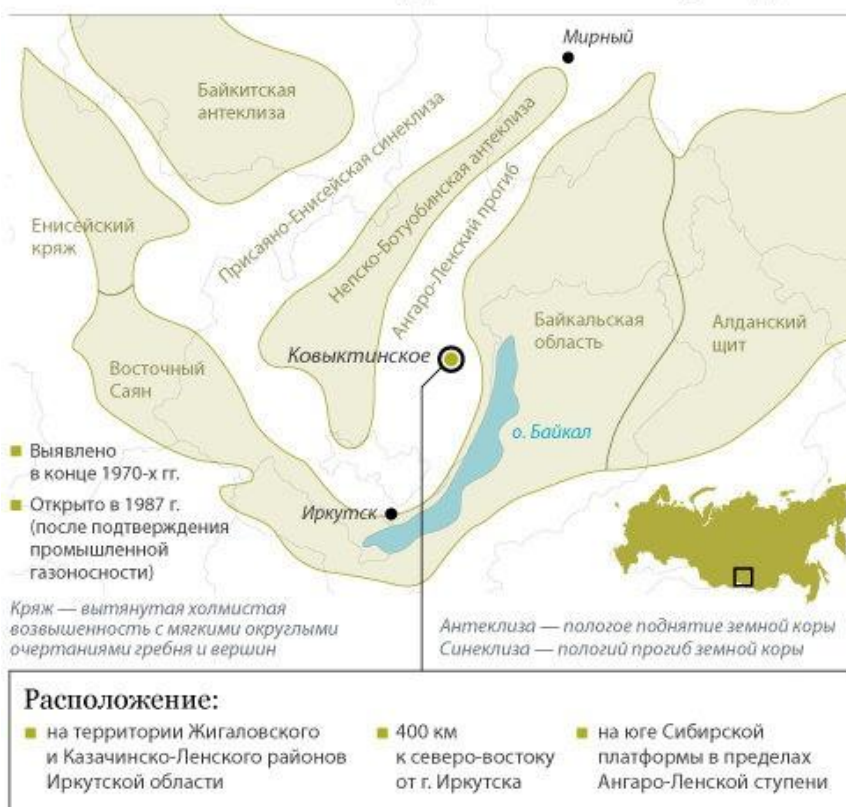
Таблица 2.1- Содержание полезных компонентов и оценка  
экономической эффективности извлечения их из попутных подземных вод

<b>Наименование</b>	<b>Пределы содержание, мг/л</b>	<b>Содержание</b>	<b>Условная минимальная концентрация</b>
Литий	20-53	35.6	10
Рубидий	6-21	14.0	3
Цезий	-	-	0. 5
Стронций	2200-2400	2311.0	300
Калий	3312-10750	7190.0	1000
Йод	3.8-8.3	5.3	10
Бром	4000-6600	5489.0	200
Бор	20-61	44.0	50
Марганец	32-90	61.9	10
Натрий	4800-28000	11047.0	-
Кальций	62600-120000	93881.0	-
Магний	9100-24300	12519.0	-
Хлор	208500-289100	246218.0	-



## Приложение 7

### Ковыктинское газоконденсатное месторождение



Площадь месторождения — **около 7,5 тыс. м<sup>2</sup>**

Запасы газа — **около 2 трлн м<sup>3</sup>** по данным на 2007 г.

Газ метановый, содержит в небольшом количестве примесь этана, пропана и бутана, а также гелия

Проект разработки месторождения предусматривал строительство:

- газопровода по маршруту Ковыкта-Саянск-Ангарск-Иркутск (более 550 км)
- газоразделительного и гелиевого заводов

#### ОАО «РУСИЯ Петролеум»

Создано в 1992 г. для освоения крупнейших месторождений углеводородного сырья Иркутской области

#### Основные акционеры



В октябре 2010 г. «РУСИЯ Петролеум» признан банкротом

Рисунок 4.1- Геологическое расположение У... газоконденсатного месторождения

## Приложение 8

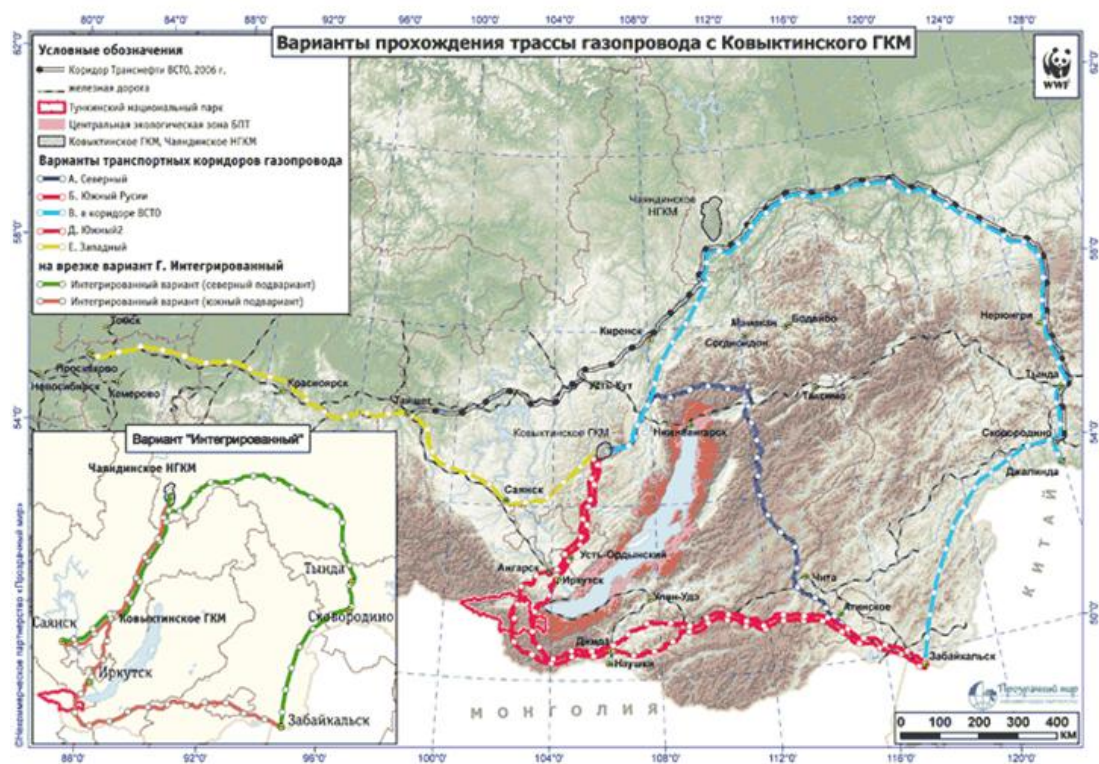


Рисунок 4.2- Варианты прохождения трассы газопровода с У... ГКМ

## Приложение 9

Таблица 4.1-Характеристика растворов соляной кислоты

<b>Плотность при 15 °С, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>Жест кость, мг-экв/л</b>	<b>Содержан ие HCl, кг/л</b>	<b>Плотност ь при 15 °С, кг/м<sup>3</sup></b>	<b>Жест кость, мг-экв/л</b>	<b>Содержан ие HCl, кг/л</b>
1030	1,46	0,053	1095	4,43	0,209
1035	1,67	0,074	1100	4,64	0,220
1040	1,93	0,084	1105	4,86	0,232
1045	2,14	0,096	1110	5,07	0,243
1050	2,39	0,107	1115	5,32	0,255
1055	2,64	0,118	1120	5,50	0,267
1060	2,85	0,129	1125	5,71	0,279
1065	3,11	0,140	ИЗО	5,89	0,291
1070	3,36	0,152	1135	6,10	0,302
1075	3,57	0,163	1140	6,32	0,315
1080	3,78	0,174	1145	6,53	0,328
1085	4,00	0,186	1150	6,71	0,340
1090	4,25	0,197	1155	6,89	0,353
1160	7,07	0,366	1170	7,46	0,391
1165	7,25	0,379	1180	7,85	0,418



